

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation  
 Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education  
 "National Research Tomsk Polytechnic University" (TPU)  
 30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russia  
 Tel.: + 7-3822-606333, + 7-3822-701779,  
 Fax + 7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
 ОКРО (National Classification of Enterprises and Organizations):  
 02069303,  
 Company Number: 1027000890168,  
 VAT/KPP (Code of Reason for Registration)  
 7018007264/701701001, BIC 046902001

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное образовательное  
 учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский  
 Томский политехнический университет» (ТПУ)  
 Ленина, пр., д.30, г.Томск, 634050, Россия  
 тел.: +7-3822-606333, +7-3822-701779,  
 факс +7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
 ОКПО 02069303, ОГРН 1027000890168,  
 ИНН/КПП 7018007264/701701001, БИК 046902001

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема работы
«Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 кубических метров»

УДК 622.692.28"321/324"

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Швенк С.П.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	Доцент, к.х.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубоченко Т.Г.	Доцент, к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	Доцент, к.п.н.		

Томск – 2020

## Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<b>в области проектной деятельности</b>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### **ЗАДАНИЕ** **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Швенк Светлане Петровне

Тема работы:

«Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 метров кубических»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

28.02.2020 № 59-121/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020 г.

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

#### Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

**Пример 1.** Рассчитать посуточные потери нефти от «больших и малых дыханий» в РВС-20000 м<sup>3</sup> для двух месяцев (январь, июль), расположенного в с. Парабель (географическая широта  $\psi = 58^{\circ}40'$ ). Примем, что закачка нефти в резервуар всегда осуществляется днем с производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, откачка – 1500 м<sup>3</sup>/ч. РВС оснащен двумя дыхательными клапанами НДКМ-350. Уставка клапана вакуума  $P_{кв} = 200$  Па, а клапана давления  $P_{кд} = 2000$  Па. Давление насыщенных паров по Рейду  $P_R = 44000$  Па. Температура начала кипения нефти  $T_{нк} = 317$  К. Плотность нефти  $\rho_{293} = 720$  кг/м<sup>3</sup>.

	<p>Резервуар окрашен алюминиевой краской годичной давности (<math>\epsilon_c = 0,5</math>). Геометрические данные резервуара, термобарические условия эксплуатации, высоты взлива и откачки представлены табличными данными.</p> <p><b>Пример 2.</b> Провести расчет стенки резервуара на прочность, если:</p> <p>Тип резервуара: РВС-20000 м<sup>3</sup>;  Технология сборки: полистовая;  Конструкция крыши: сферическая;  Радиус сферической крыши: 1,5·D;  Размер листа h×l: 2000×8000 мм;  Плотность продукта: 850 кг/м<sup>3</sup>;  Избыточное давление: 2000 Па;  Припуск на коррозию С: 2 мм.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проведение обзора литературных источников по данной тематике;</li> <li>2. Характеристика объекта исследования;</li> <li>3. Проведение технологического расчёта объекта исследования;</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м<sup>3</sup></p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП Трубоченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Ассистент ООД Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	26.12.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	Доцент, к.х.н.		26.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Швенк Светлане Петровне		26.12.2019

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Швенк Светлане Петровне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя – 34100 руб. Оклад инженера – 14650 руб. Материальные затраты – 2797,20 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 14,07%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Анализ конкурентных технических решений; - SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- Планирование работ; - Разработка диаграммы Ганта; - Формирование бюджета затрат на научно- исследовательскую работу.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- Описание потенциального эффекта

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта

## Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н		20.04.2020

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Швенк Светлана Петровна		20.04.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б61Т	Швенк Светлане Петровне

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 кубических метров»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются технологические потери нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup> . Область применения: проведение технологических мероприятий по учету и хранению товарной нефти в резервуарном парке.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;</li> <li>- ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;</li> <li>- СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;</li> <li>- ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;</li> <li>- ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;</li> <li>- ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1);</li> <li>- ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;</li> <li>- СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</li> <li>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</li> </ul>	<b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Климатические условия;</li> <li>- Превышение уровня шума;</li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul>

	<p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>- Поражение электрическим током;</li> <li>- Взрывоопасность;</li> <li>- Пожароопасность.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Потери нефти сопровождаются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате внезапного выхода паров углеводородов, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара.</p> <p>Наиболее вероятной ЧС является пожар.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н.		27.04.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Швенк Светлане Петровне		27.04.2020



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019/20120 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2020	<i>Введение</i>	5
26.02.2020	<i>Литературный обзор</i>	20
16.03.2020	<i>Характеристика объекта исследования</i>	15
27.04.2020	<i>Расчетная часть</i>	25
04.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.05.2016	<i>Заключение</i>	5
25.05.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	Доцент, к.х.н.		26.12.19

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		26.12.19

## Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 149 страниц, 17 рисунков, 18 таблиц, 58 источников, 4 приложения.

*Ключевые слова:* резервуар, потери нефти, естественная убыль, технологические потери, «малое» дыхание, «большое» дыхание, методы сокращения потерь.

*Объект исследования:* Резервуар вертикальный стальной РВС-20000 м<sup>3</sup>.

*Цель работы:* Оценка потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup> при изменении климатических условий эксплуатации.

*Метод проведения исследования:* Анализ технологических потерь нефти проводится на результатах теоретических расчетов, проведенных на основе «Типовых расчетов при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» [7].

*В процессе исследования:* Проведен литературный обзор по видам и источникам потерь нефти, методам сокращения этих потерь, а также рассмотрена характеристика объекта исследования.

*Результаты исследования:* Проведен расчет технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup> при изменении термобарических условий эксплуатации. Результат и сравнительный анализ изображен в виде графиков, представленных в выпускной квалификационной работе.

*Область применения:* проведение технологических мероприятий по учёту и хранению товарной нефти в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции.

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	149
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Abstract

Final qualification work includes 149 pages, 17 figures, 18 tables, 58 sources, 4 application.

*Key words:* tank, oil losses, natural losses, technological losses, “small” breath, “big” breath, loss reduction methods.

*Object of study:* Vertical steel tank VST-20000 m<sup>3</sup>.

*Purpose of work:* Assessment of oil losses during storage in a reservoir of the VST-20000 m<sup>3</sup> type when changing climatic operating conditions.

*Research method:* Analysis of technological oil losses is carried out on the basis of theoretical calculations based on “Typical calculations in the design and operation of oil depots and oil pipelines” [7].

*In the process of research:* A literature review was conducted on the types and sources of oil losses, methods for reducing these losses, and the characteristics of the object of study were also considered.

*Research results:* The calculation of technological oil losses during storage in a reservoir of the VST-20000 m<sup>3</sup> type was carried out with changing thermobaric operating conditions. The result and comparative analysis are depicted in the form of graphs presented in the final qualification work.

*Scope:* carrying out technological measures for accounting and storage of commercial oil in the tank farm of the oil pumping station.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## Определения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

**Резервуар вертикальный стальной:** наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, учета, обработки и отпуска нефти.

**Испарение:** переход нефтепродукта из жидкого в газообразное состояние при температуре меньшей, чем температура кипения, при данном давлении.

**Естественная убыль нефти:** потери нефти, связанные с уменьшением массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов.

**Норма естественной убыли:** это предельно допустимая величина безвозвратных потерь от естественной убыли нефти.

**«Большие дыхания»:** потери нефти при заполнении резервуара нефтью с сопутствующим вытеснением паровоздушной смеси из газового пространства резервуара.

**«Малые дыхания»:** потери нефти от испарения при неподвижном хранении нефти в результате суточных изменений температуры и атмосферного давления.

**Припуск на коррозию:** назначенная часть толщины элемента конструкции для компенсации его коррозионного повреждения.

**Предельная жесткость погоды:** эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с.

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Швенк С.П.			Определения, сокращения, нормативные ссылки			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								12	149
Консульт.								ТПУ гр.3-2Б61Т			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

В настоящей работе были использованы следующие обозначения и сокращения:

**ГП** – газовое пространство

**ПВС** – паровоздушная смесь

**НДКМ** – непримерзающий мембранный дыхательный клапан

**КПГ** – предохранительный гидравлический клапан

**ПРП** – приемо-раздаточный патрубок

**РВС** – резервуар вертикальный стальной

**РНУ** – районное нефтепроводное управление

В данной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. Дополнение к РДС 82-202-96 Сборник типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве.
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. № 281 "Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении".
3. РД 153-39-019-97 «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации».
4. РМГ 116-2011 ГСИ. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации.
5. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
6. ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности.
7. СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуальная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменениями № 1, 2)
8. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб (с Поправками и Изменением N 1)

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

9. ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия
10. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках. - М.: ГУГПС-ВНИИПО-МИПБ, 1999.
11. СНиП II-23-81\* Стальные конструкции (с Изменениями, с Поправкой).
12. ВСП 34-01-03/МО РФ Руководство по расчету и конструированию металлических резервуаров и трубопроводов на складах горючего МО РФ.
13. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
16. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
19. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
22. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
23. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

24. ГН 2.1.6.3492-17 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений.
25. СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.
26. ГН 2.1.5.1315-2003 (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## Оглавление

Введение.....	18
1 Литературный обзор .....	20
1.1 Виды и источники потерь нефти.....	20
1.2 Потери нефти от естественной убыли .....	23
1.3 Методы определения технологических потерь нефти.....	24
1.4 Определение технологических потерь от испарения расчетным методом .....	26
1.4.1 Потери от «больших дыханий».....	27
1.4.2 Потери от «малых дыханий» .....	31
1.4.3 Потери от «обратного выдоха» .....	37
1.4.4 Потери от вентиляции газового пространства резервуаров.....	38
1.4.5 Потери от насыщения газового пространства .....	38
1.5 Методы сокращения потерь.....	39
2 Характеристика объекта исследования.....	43
2.1 Назначение и характеристика РВС-20000 м <sup>3</sup> .....	43
2.2 Оборудование РВС-20000 м <sup>3</sup> .....	44
2.2.1 Оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти.....	44
2.2.2 Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров .....	48
2.2.3 Противопожарное оборудование .....	50
2.2.4 Приборы контроля и сигнализации .....	52
3 Расчетная часть.....	53
3.1 Расчет технологических потерь .....	53
3.2 Расчет стенки резервуара на прочность .....	107

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Швенк С.П.				Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.							Листов
Консульт.								16
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							149
					ТПУ гр.3-2Б61Т			



4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	116
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	116
4.2	Планирование научно-исследовательских работ .....	119
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	119
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ .....	119
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования .....	120
4.2.4	Бюджет научно-технического исследования.....	122
4.3	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	125
5	Социальная ответственность .....	129
	Заключение .....	138
	Список используемой литературы .....	139
	Приложение А .....	145
	Приложение Б .....	146
	Приложение В.....	148
	Приложение Г .....	149

## Введение

**Актуальность выпускной квалификационной работы.** Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов – один из важных путей экономии топливно-энергетических ресурсов, играющих ведущую роль в развитии экономики и интенсификации общественного производства.

За последнее время на нефтетранспортных и перерабатывающих предприятиях, а так же объектах системы нефтеобеспечения успешно осуществляются различные мероприятия технического и организационного характера, в результате которых потери нефтепродуктов значительно снижены. Однако, несмотря на принимаемые меры, при транспортировании, хранении и сливноналивных операциях теряется до 2% объема от всей добываемой нефти. Ущерб, наносимый такими потерями, состоит не только в уменьшении топливных ресурсов и стоимости теряемых продуктов, но и в отрицательных экологических последствиях, которые приводят к загрязнению окружающей среды нефтепродуктами. Поэтому борьба с потерями нефтепродуктов дает не только экономический эффект, но и жизненно важна для обеспечения охраны природы.

**Объект исследования.** Резервуар вертикальный стальной РВС-20000 м<sup>3</sup>.

**Предмет исследования.** Технологические потери нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup>.

**Цель работы.** Оценка потерь нефти в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup> при изменении климатических условий эксплуатации.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- проведение литературного обзора по видам и источникам потерь нефти при ее хранении в резервуарах, методам определения технологических потерь, а также методам сокращения этих потерь;

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Введение		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								18
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						149
					ТПУ гр.3-2Б61Т			

- описание характеристики объекта исследования;
- расчет потерь нефти в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup> при изменении климатических условий эксплуатации;
- определение оптимальных геометрических размеров резервуара, расчет толщины стенки резервуара и проверка ее на прочность.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

# 1 Литературный обзор

## 1.1 Виды и источники потерь нефти

Потери нефти от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей, а также при ее транспортировке. Однако основная доля потерь приходится на период хранения ее в резервуарах (до 75%) [1][2].

Все потери нефти и нефтепродуктов по характеру возникновения можно разделить на три группы: естественная убыль нефтепродуктов, аварийные потери и эксплуатационные потери (рисунок 1).

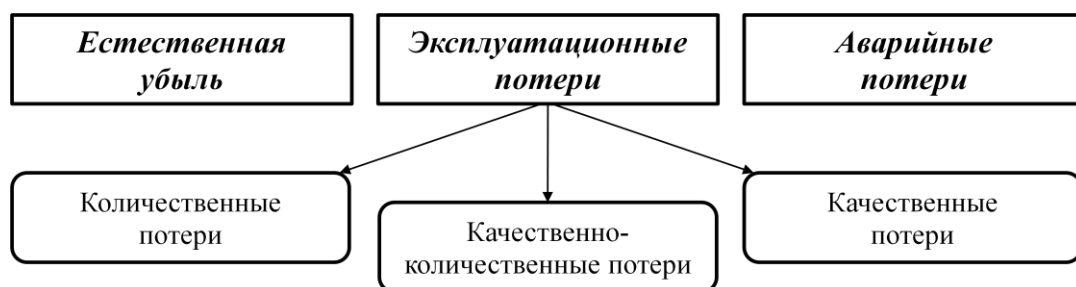


Рис. 1 – Группы потерь нефти и нефтепродуктов по характеру возникновения  
Рассмотрим данную классификацию более подробно.

*Естественная убыль* нефтепродуктов - это потери (уменьшение массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов), являющиеся следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов и несовершенства существующих в настоящее время средств защиты нефтепродуктов от испарения и налипания при транспортировании, приеме, хранении и отпуске. К естественной убыли не относятся потери нефтепродуктов, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации и хранения, последствиями стихийных бедствий [3].

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Швенк С.П.			Литературный обзор			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								20	149
Консульт.								ТПУ гр.3-2Б61Т			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

К *аварийным потерям* относят повреждения или разрушения резервуаров, трубопроводов и другого нефтескладского оборудования, истощение прочностного ресурса, стихийные бедствия, а также нарушение правил технической эксплуатации.

Предотвращение этого вида потерь достигается осуществлением профилактических мероприятий, направленных на повышение живучести сооружений нефтебаз и нефтеперекачивающих станций, на предупреждение возгораемости нефти и нефтепродуктов, а также на сокращение потерь путем быстрой ликвидации последствий аварий с помощью устройств для сбора пролитого нефтепродукта, наличием эффективных средств пожаротушения, оперативным применением ремонтно-восстановительных средств [4][5].

*Эксплуатационные потери* возникают вследствие несовершенства применяемых технологий и из-за ошибок персонала. Чтобы сократить данные потери, необходимо соблюдать высокий уровень производственной дисциплины и иметь высококвалифицированных специалистов [5].

В свою очередь, эксплуатационные потери делятся на количественные, качественные и качественно-количественные.

*Количественные потери* происходят вследствие разлива нефти, переливов резервуаров и транспортных средств, утечек, а также уноса со сточными водами. Эти потери становятся возможными при негерметичности стенок и днищ резервуаров, неисправности запорной арматуры, несоблюдении технологии проведения операций и неисправности контрольно-измерительного оборудования. К этим потерям также стоит отнести и неполный слив нефтепродуктов, особенно вязких, происходящих из-за конструктивных дефектов транспортных емкостей (недостаточный уклон днища емкости к сливному патрубку), налипания нефтепродуктов и образования пленки на стенках емкости, для стекания которой необходимо дополнительное время[4][5].

*Качественные потери* обусловлены их смешением, загрязнением, обводнением и окислением.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Ухудшение качества нефтепродукта в результате смешения происходит в ходе последовательной перекачки по одному трубопроводу различных по свойствам нефтепродуктов, а также при заполнении емкостей, содержащих остатки нефтепродукта другого сорта, что может привести к переводу части нефтепродукта в более низкий сорт, тем самым уменьшая его количество. Чтобы ограничить смешение, необходимо располагать достаточной резервуарной емкостью для раздельного хранения нефтепродуктов, следить за герметичностью запорной арматуры между резервуарами и общими коллекторами и т.д.

Загрязнение нефтепродуктов механическими примесями происходит вследствие попадания примесей из атмосферы, образования нерастворимых продуктов коррозии на внутренней стенке резервуара, которые могут осыпаться при их вибрации и образования нерастворимых веществ в результате химических и биологических процессов в нефтепродуктах. Также загрязнению может способствовать налив нефтепродуктов в плохо зачищенные емкости, перекачка по загрязненным трубопроводам, несвоевременная зачистка резервуаров от накопившихся осадков. Продукты коррозии, являясь катализаторами, значительно ускоряют процесс окисления и образования кислот, смолистых веществ и осадков.

Одним из основных факторов, влияющих на качество нефтепродуктов, наряду с физико-химическими свойствами, являются время и условия хранения.

Для нефтепродуктов, быстро изменяющих качество, рекомендованы минимальные сроки хранения. Увеличены рекомендуемые сроки хранения нефтепродуктов в средней и северной зонах, в полуподземных и подземных резервуарах, что обусловлено более низкими температурами хранения[4][5].

*Качественно-количественные потери* происходят при испарении нефти и нефтепродуктов. В результате испарения из нефти теряются легкие углеводороды, являющиеся ценным сырьем для нефтеперерабатывающей промышленности. Потери легких фракций снижают качество

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

нефтепродуктов. Чем выше испаряемость нефтепродукта, тем больше потери от испарения и тем заметнее ухудшается их эксплуатационная характеристика. Данные потери зависят не только от качества хранимого продукта, но и от способа его хранения. Так, потери из открытых емкостей во много раз больше потерь из герметизированных. Помимо герметизации, большое значение имеют температурные условия: меньшие потери при хранении имеют заглубленные или подземные хранилища, нежели наземные резервуары. Для уменьшения нагрева наземных резервуаров, и тем самым уменьшения потерь, их окрашивают в светлые лучеотражающие тона [4][6].

## 1.2 Потери нефти от естественной убыли

Как говорилось ранее, естественная убыль нефтепродуктов не связана с человеческим фактором, нарушением правил технической эксплуатации и последствиями стихийных бедствий. В связи с этим, существует понятие «Норма естественной убыли».

*Норма естественной убыли* – это предельно допустимая величина безвозвратных потерь нефтепродуктов, возникающих непосредственно при товарно-транспортных операциях вследствие сопровождающих их физико-химических процессов, а также потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования (потерь от испарения, через уплотнения насосов, задвижек, технологического оборудования, а также потерь от налипания на внутренние стенки и оборудование резервуаров, транспортных средств и трубопроводов).

В нормы естественной убыли не включены потери нефтепродуктов, связанные с ремонтом и зачисткой резервуаров и трубопроводов, при врезке лупингов и вставок, аварийные потери и потери от хищений, потери, вызванные последствиями стихийных бедствий, а также потери при внутрискладских перекачках [3][7].

В зависимости от физико-химических свойств, все нефтепродукты делятся на группы. В соответствии с Дополнением к РДС 82-202-96

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

«Сборник типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве» [3] нефть относят к 8-ой группе.

Для применения норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов территория Российской Федерации разделена на климатические зоны (табл. 1) и пояса.

Таблица 1 – Распределение территории РФ по климатическим зонам для применения «Норм естественной убыли нефтепродуктов» [3][7]

Зона	Республики, края, области, входящие в состав зоны
Северная (1-я)	<i>Республики:</i> Бурятия, Карелия, Коми, Тыва, Саха (Якутия) <i>Края:</i> Алтайский, Красноярский, Хабаровский <i>Области:</i> Амурская, Архангельская, Иркутская, Камчатская, Кемеровская, Кировская, Магаданская, Мурманская, Новосибирская, Омская, Пермская, Свердловская, Томская, Тюменская, Челябинская, Читинская
Южная (2-я)	<i>Республики:</i> Дагестан, Ингушская, Кабардино-Балкарская, Калмыкия, Северная Осетия, Чеченская <i>Края:</i> Краснодарский, Ставропольский <i>Области:</i> Астраханская, Вологодская, Ростовская
Средняя (3-я)	Субъекты Российской Федерации, не входящие в южную и северную зоны

Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов установлены для двух периодов года: осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября), а также в зависимости от типа и вместимости резервуаров и их оснащённости средствами защиты от потерь (понтон, газовая обвязка).

Списание нефти при хранении в резервуарах производится в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. № 281 "Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении" [8].

Списание нефти (нефтепродуктов) в пределах норм естественной убыли до установления факта недостачи запрещается [3].

### 1.3 Методы определения технологических потерь нефти

Под технологическими потерями подразумеваются потери от естественной убыли нефтепродуктов.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Технологические потери нефти условно можно проклассифицировать на следующие виды: от испарения, от уноса капельной нефти газом, от уноса остаточной нефти пластовыми дренажными водами, от утечек нефти через уплотнения оборудования [9]. В данной работе нас интересует именно первый вид – потери от испарения.

Потери нефти от испарения происходят при хранении, отпуске и приёме, перевозках, заправках и других операциях. Причинами этих потерь являются высокие давления насыщенных паров нефти и нефтепродуктов и, как следствие, переход легких фракций в газовую фазу. Испарение увеличивается при повышении температуры поверхности нефтепродуктов или понижении давления в газовом пространстве резервуаров [1][10].

Известные методы определения потерь нефти от испарения подразделяются на прямые и косвенные.

К прямым методам относятся методы непосредственного измерения или расчета объема (массы) паров углеводородов, вытесняемых из емкости в процессе сливноналивных операций или хранения нефти. Для их определения необходимо использование расходомерного устройства, а также приборов измерения массовой концентрации паров в потоке, которые позволяют получить фактическое количественное значение потерь нефти с погрешностью, определяемой только погрешностью применяемых приборов. Достоинством прямых методов является достаточно хорошая точность измерений, а недостатком – трудоемкость проведения измерений в промышленных условиях на действующих установках, резервуарах [9][11].

К косвенным относятся методы определения величины потерь по изменению физико-химических свойств нефти, а именно: расчетно-экспериментальный и расчетный методы. Преимущество косвенных методов заключается в том, что определение потерь производится на основе анализов проб, проводимых в лабораторных условиях; возможна оценка потерь по нескольким последовательным источникам или целому технологическому

процессу одновременно. Недостатком косвенных методов является сравнительно меньшая точность [9].

При применении расчетно-экспериментального метода значение объема выброса определяется расчетным путем с использованием характеристик объекта, технологической схемы приема-выдачи продукта, среднестатистических данных и результатов измерений отдельных параметров. Величина массовой концентрации определяется с учетом физико-химических свойств нефти, климатических и температурных условий эксплуатации, оборачиваемости резервуара, среднестатистических данных или результатов экспериментальных измерений концентрации во время выбросов.

При использовании расчетных методов резервуар с продуктом рассматривается как замкнутая система, в которой за счет измерения одних показателей, прогнозируется изменение других. Так величина выбросов паров из резервуаров, сообщающихся с атмосферой через дыхательные клапаны, может определяться по различным методикам, которые применимы для определённых ситуаций (расчёт потерь от «малых», «больших дыханий»), либо использующие средние значения некоторых параметров, входящих в расчетные зависимости [11].

#### **1.4 Определение технологических потерь от испарения расчетным методом**

Благодаря расчетным методам можно исследовать влияние различных факторов на величину потерь от испарения и на основании этого планировать мероприятия по их сокращению.

Различают несколько причин потерь от испарения:

- 1) при заполнении резервуаров («большие дыхания»);
- 2) при неподвижном хранении («малые дыхания»);
- 3) после выкачки нефтепродукта вследствие донасыщения газового пространства («обратный выдох»);

- 4) из-за негерметичности газового пространства («вентиляция»);
- 5) из-за насыщения газового пространства [5] [7][10].

#### 1.4.1 Потери от «больших дыханий»

Потери от «больших дыханий» происходят при заполнении резервуара нефтью или нефтепродуктом. При откачке нефтепродукта из резервуара объем газового пространства увеличивается. Поэтому давление в нем падает, и через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается атмосферный воздух. При этом парциальное давление паров нефтепродукта в газовом пространстве уменьшается, что приводит к испарению нефтепродукта до насыщения газового пространства. При последующем заполнении резервуара находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь сжимается до давления, на которое установлена дыхательная арматура. Как только давление станет равным расчетному давлению дыхательной арматуры, паровоздушная смесь начнет вытесняться из резервуара в атмосферу [5][6][7][10].

Потери от «больших дыханий» зависят от частоты закачки-выкачки и пропорциональны объему закаченного в резервуар нефтепродукта.

Если закачка нефтепродукта в резервуар начинается сразу после выкачки, то часть нефтепродукта можно закачать в резервуар без потерь, т.к. объем газового пространства еще не успел насытиться парами нефтепродукта. Тем самым «выдох» начнется только тогда, когда давление в газовом пространстве возрастет до давления, на которое установлена дыхательная арматура [4].

Расчет потерь нефтепродукта от «большого дыхания» вычисляются по формуле В.И. Черникина [7]:

$$G_{б.д.} = \left[ V_n - V_r \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{у.зак}} \right) \right] \frac{P_{у.зак}}{P_2} \rho_y, \quad (1)$$

где:  $G_{б.д.}$  – потери нефтепродукта от «большого дыхания», кг;

$V_n$  – объем закачиваемого в резервуар нефтепродукта, м<sup>3</sup>:

$$V_n = Q_{зак} \cdot \tau_{зак}, \quad (2)$$

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$Q_{\text{зак}}$  – производительность при закачке, м<sup>3</sup>/ч;

$\tau_{\text{зак}}$  – продолжительность закачки, ч;

$V_{\text{г}}$  – объем ГП резервуара перед закачкой нефтепродукта, м<sup>3</sup>;

$P_2$  – абсолютное давление в ГП в конце закачки, Па;  $P_2 = P_a + P_{\text{кд}}$ ;

$P_1$  – абсолютное давление в ГП в начале закачки, Па;  $P_1 = P_a - P_{\text{кв}}$  –  
если закачка начинается ночью и  $P_1 = P_a$  – если днем;

$P_a$  – атмосферное давление, Па;

$P_{\text{кв}}, P_{\text{кд}}$  – уставки клапанов соответственно вакуума и давления, Па;

$P_{\text{у.зак}}$  – среднее расчетное парциальное давление паров  
нефтепродукта в процессе заполнения резервуара, Па;

$\rho_{\text{у}}$  – плотность паров нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{у}} = \frac{P_{\text{у}} M_{\text{у}}}{\bar{R} T_{\text{г}}}, \quad (3)$$

$P_{\text{г}}$  – абсолютное давление в ГП, Па;

$T_{\text{г}}$  – абсолютная температура в ГП, К;

$\bar{R}$  – универсальная газовая постоянная,  $\bar{R} = 8314$  Дж/(кмоль·К);

$M_{\text{у}}$  – молярная масса паров нефтепродукта, кг/моль; для нефтей:

$$M_{\text{у}} = 0,0043(T_{\text{нк}} - 61)^{1,7}, \quad (4)$$

$T_{\text{нк}}$  – температура начала кипения нефтепродукта, К.

Объем жидкой и паровой фаз в резервуаре на момент начала закачки  
можно рассчитать по следующим формулам:

$$V_{\text{ж}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{ж}}, \quad (5)$$

где:  $V_{\text{ж}}$  – объем жидкой фазы, м<sup>3</sup>;

$F_{\text{н}}$  – площадь «зеркала» нефти, м<sup>2</sup>:

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi D_{\text{р}}^2}{4}, \quad (6)$$

$D_{\text{р}}$  – диаметр резервуара, м;

$H_{\text{ж}}$  – уровень заполнения, м.

$$V_{\text{п}} = V_{\text{р}} - V_{\text{ж}}, \quad (7)$$

где:  $V_{\text{п}}$  – объем паровой фазы, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{р}}$  – объем резервуара, м<sup>3</sup>.

Для приближенной оценки потерь от «больших дыханий» можно воспользоваться методикой НИИ Транснефть. Она недостаточно точна, но позволяет обойтись без итераций.

В этом случае среднее расчетное парциальное давление паров нефтепродукта в процессе заполнения резервуара находится по формуле:

$$P_y = P_{s3} \cdot \frac{\Delta C}{C_s}, \quad (8)$$

где:  $P_{s3}$  – давление насыщенных паров нефтепродукта при условиях заполнения, Па;

$\Delta C/C_s$  – средняя относительная концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара при его заполнении.

Для нахождения  $P_{s3}$  можно воспользоваться формулой:

$$P_s = 1,22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s(311-T)} \cdot F(V_{п}/V_{ж}), \quad (9)$$

где:  $P_R$  – давление насыщенных паров нефтепродукта по Рейду ( $T_R=311$ ; соотношение объемов паровой и жидкой фаз = 4), Па;

$b_s$  – эмпирический коэффициент (табл. 2);

$F(V_{п}/V_{ж})$  – поправка, учитывающая влияние соотношения фаз на давление насыщения (табл. 2).

Таблица 2 – Рекомендуемые величины  $b_s$  и  $F(V_{п}/V_{ж})$  [7]

Углеводородная жидкость	$b_s$ , 1/К	Выражение для расчета $F(V_{п}/V_{ж})$	
		при $(V_{п}/V_{ж}) \leq 4$	при $(V_{п}/V_{ж}) > 4$
Авиационный бензин	0,0325	$1,38-0,25 (V_{п}/V_{ж})^{0,3}$	$0,81+0,486 (V_{п}/V_{ж})^{-0,68}$
Автомобильный бензин	0,0340	$1,41-0,25 (V_{п}/V_{ж})^{0,37}$	$1,15-0,063 (V_{п}/V_{ж})^{0,629}$
Нефть	0,0250	$1,70-0,35 (V_{п}/V_{ж})^{0,5}$	$1,70-0,35 (V_{п}/V_{ж})^{0,5}$

При отсутствии данных о величине  $P_R$  рекомендуется принимать величину  $1,22 P_R$  равной: для автобензинов – 57000 Па, для авиабензинов – 65000 Па, для нефтей 25000...45000 Па (обратно пропорционально их плотности).

Средняя относительная концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара при его заполнении определяется по формуле:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{г1}}{H_{г2}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s}, \quad (10)$$

где:  $H_{г1}, H_{г2}$  – высота газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки нефтепродукта, м;

$\Delta C_1/C_s$  – прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время выкачки  $\tau_{от}$  нефтепродукта;

$\Delta C_2/C_s$  – то же за время простоя  $\tau_{пр}$ .

Высота газового пространства резервуара с высотами стенки  $H_p$  и конуса крыши  $H_k$  при уровне заполнения  $H_{ж}$  составляет:

$$H_2 = H_p - H_{ж} + \frac{H_k}{3}, \quad (11)$$

Величина  $\Delta C_1/C_s$  зависит от типа резервуара, количества дыхательных клапанов  $N_k$ , скорости подсасываемого воздуха в них  $U_0$ , продолжительности откачки  $\tau_{от}$  и может быть найдена по формуле:

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} \approx \psi_{c1} \cdot U_0 \cdot \tau_{от}, \quad (12)$$

где:  $\psi_{c1}$  – коэффициент пропорциональности, представленный в табл. 3;

$U_0$  – скорость подсасываемого воздуха в дыхательном клапане, м/с:

$$U_0 = Q_{от} / (\pi r^2 N_k), \quad (13)$$

$Q_{от}$  – производительность при откачке нефтепродукта, м<sup>3</sup>/ч;

$r$  – радиус монтажного патрубка, м;

$N_k$  – число дыхательных клапанов, установленных на резервуаре.

Таблица 3 – Величина  $\psi_{c1}$  для резервуара типа РВС-20000 м<sup>3</sup> [7]

Тип резервуара	Дыхательные клапаны		$\psi_{c1}$ , с/(м·ч)
	тип	количество	
РВС 20000	НДКМ-150	1	0,0059
	НДКМ -150	2	0,0120
	НДКМ -200	2	0,0048
	НДКМ -250	2	0,0060
	НДКМ -350	1	0,0040
	НДКМ -350	2	0,0071

Прирост средней относительной концентрации в ГП за время простоя  $\tau_{\text{пр}}$  отписывается выражением:

$$\frac{\Delta C_2}{C_s} \approx \psi_{c2} \cdot \tau_{\text{пр}}^{\beta\psi}, \quad (14)$$

где:  $\psi_{c2}$ ,  $\beta\psi$  – постоянные коэффициенты, величина которых зависит от состояния облачности; при пасмурной погоде  $\psi_{c2}=5,4 \cdot 10^{-4}$ ;  $\beta\psi=1,305$ ; при переменной –  $\psi_{c2}=9,08 \cdot 10^{-4}$ ;  $\beta\psi=1,429$ ; при солнечной –  $\psi_{c2}=2,61 \cdot 10^{-3}$ ;  $\beta\psi=1,462$ .

Продолжительность откачки и закачки определяется по формулам:

$$\tau_{\text{от}} = \frac{F_H \cdot \Delta H_{\text{от}}}{Q_{\text{от}}}, \quad (15)$$

где:  $\Delta H_{\text{от}}$  – разница высот жидкой фазы при откачке, м;

$Q_{\text{от}}$  – производительность при откачке, м<sup>3</sup>/ч.

$$\tau_{\text{зак}} = \frac{F_H \cdot \Delta H_{\text{зак}}}{Q_{\text{зак}}}, \quad (16)$$

где:  $\Delta H_{\text{зак}}$  – разница высот жидкой фазы при закачке, м;

$Q_{\text{зак}}$  – производительность при закачке, м<sup>3</sup>/ч [7].

#### 1.4.2 Потери от «малых дыханий»

Потери от малых «дыханий» происходят при неподвижном хранении нефти и возникают в результате суточных изменений температуры и атмосферного давления.

В дневное время под воздействием солнечной радиации и более высокой температуры наружного воздуха давление в ГП резервуара увеличивается. Когда давление в резервуаре станет равным давлению, на которое установлен дыхательный клапан, он открывается и из резервуара начинает выходить паровоздушная смесь – происходит «выдох».

В ночное, более холодное, время происходит обратный процесс: с понижением температуры наружного воздуха, а соответственно и резервуара, часть паров конденсируется, паровоздушная смесь сжимается, в газовом пространстве создается вакуум, дыхательный клапан открывается и в резервуар входит атмосферный воздух – происходит «вдох» [5][6][10].

Потери нефтепродуктов от «малого дыхания» вычисляются по формуле Н.Н. Константинова [7]:

$$G_{м.д.} = \sigma \cdot V_{г} \cdot \ln \left[ \frac{(P_a - P_{кв} - P_{min}) T_{rmax}}{(P_a + P_{кд} - P_{max}) T_{rmin}} \right], \quad (17)$$

где:  $G_{м.д.}$  – потери нефтепродукта от «малого дыхания», кг;

$\sigma$  – среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, вытесняемой из резервуара, кг/м<sup>3</sup>:

$$\sigma = \frac{(P_{max} + P_{min}) M_{г}}{\bar{R} (T_{rmax} + T_{rmin})}, \quad (18)$$

$V_{г}$  – объем ГП резервуара, м<sup>3</sup>;

$P_{min}$ ,  $P_{max}$  – соответственно минимальное и максимальное парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток, Па;

$T_{rmin}$ ,  $T_{rmax}$  – минимальная и максимальная температуры в ГП резервуара в течение суток, К.

Расчет величин  $T_{rmin}$  и  $T_{rmax}$  выполняется по формулам:

$$T_{rmin} = T_{п.ср} + \theta_{rmin}, \quad (19)$$

$$T_{rmax} = T_{п.ср} + \theta_{rmax}, \quad (20)$$

где:  $T_{п.ср}$  – средняя температура нефтепродукта в резервуаре, которую с достаточной точностью можно принимать равной средней температуре воздуха, К;

$\theta_{rmin}$ ,  $\theta_{rmax}$  – избыточные температуры ГП, отсчитываемые от средней температуры нефтепродукта, К:

$$\theta_{rmin} = \frac{\theta_{смmin}}{1 + \frac{F_H \alpha_n}{F_2 \alpha_2}}, \quad (21)$$

$$\theta_{rmax} = \frac{\theta_{смmax}}{1 + \frac{F_H \alpha_n m_0 \lambda_H}{F_2 \alpha_2 (\alpha_n + m_0 \lambda_H)}}, \quad (22)$$



где:  $\theta_{\text{стmin}}, \theta_{\text{стmax}}$  – минимальная и максимальная температуры стенки резервуара, отчитываемые от средней температуры нефтепродукта, К;

$F_{\Gamma}$  – площадь поверхности, ограничивающей ГП резервуара (часть боковой стенки и крыша),  $\text{м}^2$ :

$$F_{\Gamma} = F_{\text{H}} + \pi \cdot F_{\text{B}}, \quad (23)$$

$F_{\text{B}}$  – площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара, на вертикальную плоскость,  $\text{м}^2$ :

$$F_{\text{B}} = D_{\text{p}} H_{\Gamma}, \quad (24)$$

$D_{\text{p}}$  – диаметр резервуара, м,

$\alpha'_{\Gamma}, \alpha'_{\Pi}$  – коэффициенты теплоотдачи в ночное время соответственно от стенки резервуара к ПВС и от ПВС к поверхности нефтепродукта,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;

$\alpha_{\Gamma}, \alpha_{\Pi}$  – то же для дневного времени,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;

$m_0$  – расчетный параметр,  $1/\text{м}$ :

$$m_0 = \sqrt{\frac{\pi}{2a\tau_{\text{дн}}}}, \quad (25)$$

$a$  – коэффициент температуропроводности нефтепродукта,  $\text{м}^2/\text{ч}$ :

$$a = \frac{\lambda_{\text{H}}}{c_p \rho}, \quad (26)$$

$\lambda_{\text{H}}$  – коэффициент теплопроводности,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ :

$$\lambda_{\text{H}} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 T_{\text{в.ср}}), \quad (27)$$

$\rho_{293}$  – плотность нефтепродукта при 293 К,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$c_p$  – теплоемкость нефтепродукта,  $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ :

$$c_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 T_{\text{в.ср}}), \quad (28)$$

$\rho$  – плотность нефтепродукта при температуре  $T_{\text{в.ср.}}$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ :

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T_{в.ср} - 293)}, \quad (29)$$

$\rho_T, \rho_{293}$  – плотность нефтепродукта соответственно при температурах  $T$  и  $293$  К, кг/м<sup>3</sup>;

$\beta_p$  – коэффициент объемного расширения, справочная величина, 1/К [7];

$\tau_{дн}$  – продолжительность дня, ч.

Максимальную и минимальную избыточные температуры стенки резервуара определяют по формулам:

$$\theta_{сmin} = \frac{\alpha'_b \theta_{bmin}}{\alpha'_b + \alpha'_{ст.п} + \alpha'_p \frac{F_H}{F_2}}, \quad (30)$$

$$\theta_{сmax} = \frac{q + \alpha_b \theta_{bmax}}{\alpha_b + \alpha_{ст.п} + \alpha_p \frac{F_H}{F_2}}, \quad (31)$$

где:  $\alpha'_b, \alpha_b$  – коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости в атмосферу соответственно в ночное и дневное время; их вычисляют как сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией  $\alpha_{бк}$  ( $\alpha'_{бк}$ ) и излучением  $\alpha_{бл}$  ( $\alpha'_{бл}$ ), Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$q$  – количество тепла, получаемого в полдень за счет солнечной радиации и отнесенного к 1 м<sup>2</sup> стенки, ограничивающей ГП резервуара, Вт/м<sup>2</sup>;

$\alpha'_{ст.п}, \alpha_{ст.п}$  – приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к нефтепродукту соответственно в ночное и дневное время, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha'_{ст.п} = \frac{\alpha'_n \frac{F_H}{F_2}}{1 + \frac{F_H \alpha'_n}{F_2 \alpha'_2}}, \quad (32)$$

$$\alpha_{ст.п} = \frac{\alpha_n}{\alpha_2} + \frac{\alpha_n + m_0 \lambda_n}{m_0 \lambda_n \frac{F_H}{F_2}}, \quad (33)$$

$\alpha'_p$ ,  $\alpha_p$  – коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефтепродукту соответственно в ночное и дневное время, Вт/(м<sup>2</sup>·К).

Количество тепла, получаемого 1м<sup>2</sup> стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации:

$$q = \varepsilon_c \frac{F_0}{F_2} i_0, \quad (34)$$

где:  $\varepsilon_c$  – степень черноты внешней поверхности резервуара: для окрашенного белой краской  $\varepsilon_c = 0,16$ ; новой алюминиевой краской  $\varepsilon_c = 0,33$ ; алюминиевой краской, подвергшейся воздействию атмосферы,  $\varepsilon_c = 0,65$ ; для неокрашенного стального резервуара  $\varepsilon_c = 0,9$ ;

$F_0$  – площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, м<sup>2</sup>; для резервуаров типа РВС:

$$F_0 = F_B \sin(\psi - \varphi) + F_H \cos(\psi - \varphi), \quad (35)$$

$F_H$  – площадь проекции поверхности кровли, ограничивающих ГП резервуара, на горизонтальную плоскость, м<sup>2</sup>;

$\Psi$  – географическая широта места установки плоскости;

$\varphi$  – расчетное склонение Солнца в рассматриваемый период, град;

$i_0$  – интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, Вт/м<sup>2</sup>:

$$i_0 = \frac{1357K_0}{1 + \frac{1-\gamma}{\gamma \cos(\psi - \varphi)}}, \quad (36)$$

$K_0$  – коэффициент, учитывающий состояние облачности: при безоблачном небе  $K_0 = 1$ ; при облачности 50%  $K_0 = 0,7 \dots 0,8$ ; при сплошной облачности  $K_0 = 0,5 \dots 0,6$ ;

$\gamma$  – коэффициент прозрачности атмосферы,  $\gamma = 0,7 \dots 0,8$ .

При усредненных расчетах за длительные периоды времени следует руководствоваться данными о числе дней с разной облачностью.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Расчетное склонение Солнца  $\varphi$  (в градусах) находится по одной из формул:

$$\varphi = \begin{cases} -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(N_{\partial} - 1)^{1,55} & \text{при } N_{\partial} \leq 90 \\ -55,6 + 0,92N_{\partial} - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot N_{\partial}^2 & \text{при } 90 \leq N_{\partial} \leq 273 \\ -23,0 + 1,39 \cdot 10^{-3}(365 - N_{\partial})^{2,12} & \text{при } 273 \leq N_{\partial} \leq 365 \end{cases}, \quad (37)$$

где:  $N_{\partial}$  – количество суток до рассматриваемого дня, включая его, с начала года, сут.

При выборе коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_{\Pi}$ ,  $\alpha'_{\Pi}$ ,  $\alpha'_{\Gamma}$ ,  $\alpha'_{bk}$  можно воспользоваться рекомендациями Н.Н. Константинова:

$$\alpha_{\Pi} = \alpha'_{\Pi} = 5,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_{\Gamma} = 2,33 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_{bk} = 2,44 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

а остальные коэффициенты могут быть рассчитаны по формулам вида:

$$\alpha_i = a_{\alpha 0} + a_{\alpha 1}q + a_{\alpha 2}q^2, \quad (38)$$

$$\alpha_j = b_{\alpha 0} + b_{\alpha 1}T_{в.ср}, \quad (39)$$

где:  $a_{\alpha 0} \dots a_{\alpha 2}$ ,  $b_{\alpha 0}$ ,  $b_{\alpha 1}$  – эмпирические коэффициенты, принимаемые по табл. 4.

Таблица 4 – Величины эмпирических коэффициентов в формулах (38), (39) [7]

Коэффициент теплоотдачи, Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	Коэффициенты				
	$a_{\alpha 0}$	$10^3 \cdot a_{\alpha 1}$	$10^6 \cdot a_{\alpha 2}$	$b_{\alpha 0}$	$10^2 \cdot b_{\alpha 1}$
$\alpha_p$	3,05	9,01	-7,65	-	-
$\alpha'_p$	-	-	-	-9,19	4,59
$\alpha_{бл}$	2,70	8,07	-6,09	-	-
$\alpha'_{бл}$	-	-	-	-3,90	3,78
$\alpha_{bk}$	2,60	15,28	-16,54	-	-
$\alpha_{\Gamma}$	1,68	3,59	-2,96	-	-

Минимальное парциальное давление углеводородов в ГП резервуара  $P_{\min}$  определяется по формуле (9) при  $T_{\Gamma} = T_{\Gamma \min}$ . Максимальную же величину парциального давления  $P_{\max}$  ориентировочно можно рассчитать по формуле [7]:

$$P_{max} = P_{min} + \frac{\partial P}{\partial \tau} \tau, \quad (40)$$

где:  $\partial P / \partial \tau$  – почасовой рост парциального давления в ГП, Па/ч:

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} \approx 17,25 \frac{\bar{R} \theta^{1,25}}{M_y D_p (T_{в.ср} H_z)^{0,25}}, \quad (41)$$

$\theta$  – температурный напор, К:

$$\theta = 5,5 + \frac{29,1 \{ \cos(\psi - \varphi) - 0,33 \ln[3 \cos(\psi - \varphi) + 1] - 0,0008 \}}{1,49 + (\psi - \varphi)}, \quad (42)$$

$\tau$  – продолжительность роста парциального давления в ГП, ч:

$$\tau = 0,5 \tau_{дн} + 3, \quad (43)$$

$\tau_{дн}$  – продолжительность дня, ч:

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \arccos(-tg \varphi \cdot tg \psi). \quad (44)$$

### 1.4.3 Потери от «обратного выдоха»

Потери от «обратного выдоха» обусловлены следующим. При выкачке нефтепродукта из резервуара происходит всасывание воздуха, который начнет насыщаться парами нефтепродукта, тем самым вызывая рост давления в резервуаре. Как только давление в газовом пространстве достигает уставки клапана давления, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси, т.е. происходит «обратный выдох» [1][5][10].

Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенной и проветренной емкости, если в конце заполнения газовое пространство еще не насыщено парами («дополнительный выдох»). Однако в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения емкости не закрывается, и сразу начинается «дополнительный выдох» [12].

#### 1.4.4 Потери от вентиляции газового пространства резервуаров

Потерями от вентиляции называются потери, возникающие в результате недостаточной герметичности резервуаров: неправильно установленные дыхательные клапаны, неплотности кровли, незакрытые люки резервуаров и отверстия, находящиеся в зоне газового пространства (газовый сифон). Величина таких потерь вполне может превышать потери от «малых» и «больших дыханий» [1][6].

Газовый сифон образуется в тех случаях, когда отверстия в крыше резервуара расположены на разных уровнях ( $h$ ). В этом случае пары нефтепродуктов, как более тяжелые, выходят наружу через нижнее отверстие, а воздух входит в резервуар через верхнее. Таким образом создается естественная циркуляция воздуха и паров (рисунок 2) [6].

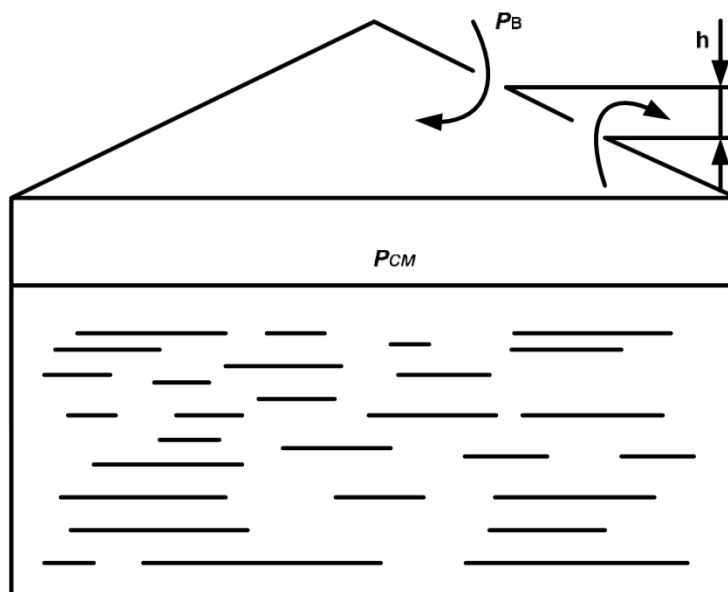


Рис. 2 – Схема вентиляции газового пространства резервуара

#### 1.4.5 Потери от насыщения газового пространства

Потери от насыщения газового пространства резервуара парами нефтепродуктов могут происходить при начальном заполнении резервуара нефтепродуктом, когда газовое пространство резервуара кроме воздуха начинает насыщаться еще и парами нефтепродукта. Эти потери могут быть и в случае смены продукта в резервуаре, когда в него закачивается нефтепродукт с более высоким давлением насыщения паров. В этом случае

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

происходит дополнительное насыщение газового пространства резервуара [12].

### 1.5 Методы сокращения потерь

Методы борьбы с потерями нефтепродуктов выбирают на основании технико-экономических расчетов с учетом метеорологических и производственных условий.

Метеорологические условия изменяются в течение года, приблизительно повторяясь ежегодно. Изменения производственных условий в большинстве случаев имеют сезонный характер.

Поскольку величина потерь нелинейно зависит от метеорологических условий, то для расчета годовых потерь можно воспользоваться методом *группового суммирования*. Для этого все дни года разбивают на  $n$  групп, в каждую из которых входят дни с мало отличающимися метеорологическими условиями. Чем меньше метеорологические различия между днями, входящими в каждую группу, тем выше точность расчета. Для каждой выделенной группы рассчитывают суточные потери от испарения нефтепродуктов, а затем подсчитывают число дней  $m$ , входящих в каждую группу, и определяют величину потерь за год.

Такой метод позволяет учесть влияние средних метеорологических условий и правильно выбрать наивыгоднейшую систему мероприятий по борьбе с потерями [4].

Сократить потери нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуаров можно путем осуществления следующих мероприятий:

1) *Сокращение объема газового пространства резервуара*, осуществляется путем разобобщения газового пространства и свободной поверхности нефти или нефтепродукта. С этой целью применяют резервуары с плавающими крышами или понтонами, которые позволяют сократить потери от «больших дыханий» и «обратного выдоха» на 70-75% при коэффициенте годовой оборачиваемости до 60 раз в год и на 80-85% при

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

коэффициенте годовой оборачиваемости свыше 60 раз в год, а от «малых дыханий» – на 70% по сравнению с обычными резервуарами со щитовой кровлей.

Данный метод снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является одним из наиболее эффективных [4][6][13].

2) *Хранение под избыточным давлением.* Согласно уравнению потерь, если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий».

Однако, как показали расчеты, большие избыточные давления усложняют конструкцию и удорожают стоимость резервуаров. На оптимальную величину избыточного давления сильно влияет оборачиваемость резервуара, физико-химические свойства нефтепродукта и метеорологические условия [4].

3) *Уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства.* Для создания условий изотермического хранения нефтепродуктов или значительного уменьшения колебаний температур газового пространства и поверхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску наружных и внутренних поверхностей резервуаров, а также хранение заглубленных и подземных хранилищах [4].

Окраска наружной поверхности резервуаров в светлые тона заметно уменьшает амплитуду колебания температуры газового пространства, в результате чего снижаются потери от испарения. Обычно поверхности резервуаров окрашивают алюминиевой краской или белой эмалью, которые в наибольшей степени снижают поток тепла во внутрь резервуара [6].

4) *Улавливание паров нефти и нефтепродуктов, вытесняемых из емкости,* осуществляется с применением газовой обвязки или газоуравнительной системы (рисунок 3), представляющими собой систему

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



трубопроводов, объединяющих газовые пространства резервуаров с одинаковым нефтепродуктом.

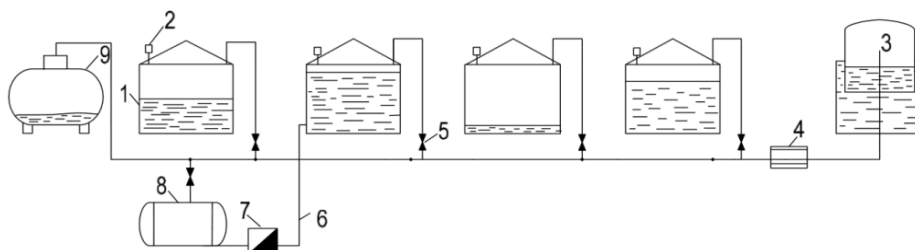


Рис. 3 – Газоуравнительная система:

- 1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – газгольдер;  
 4 – регулятор давления; 5 – трубопровод для паровоздушной смеси;  
 6 – конденсатопровод; 7 – насос для откачки конденсата;  
 8 – конденсатосборник; 9 – транспортная емкость

Благодаря этой системе, в тех случаях, когда операция заполнения одних резервуаров совпадает по времени с опорожнением других, часть паровоздушной смеси из заполняемых резервуаров вытесняется не в атмосферу, а в опорожняемые резервуары. Эффективность сокращения потерь при использовании газоуравнительной системы зависит от коэффициента совпадения операций закачки и выкачки. Ориентировочно можно считать, что потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций [4][5].

Применение газгольдеров, включаемых в газоуравнительную систему резервуаров, позволяет значительно снизить потери и при малых коэффициентах совпадения операций.

Если поступление нефтепродукта превышает откачку, то избыток паровоздушной смеси поступает в газгольдер, что позволяет уменьшить потери нефтепродуктов на 90-95%. Наоборот, когда откачка из резервуаров превышает поступление нефтепродукта, газгольдеры «отдают» в систему паровоздушную смесь. Объем газгольдера рассчитывают в зависимости от максимально возможного несовпадения операций [4].

5) *Организационно-технические мероприятия.* Правильная организация эксплуатации резервуаров – одно из важнейших средств

уменьшения потерь нефтепродуктов. Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

- для уменьшения потерь от «малых дыханий» нефтепродукты необходимо хранить при максимальном заполнении резервуаров, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства;

- потери от «малых дыханий» прямо пропорциональны площади испарения, поэтому легкоиспаряющиеся нефтепродукты выгоднее хранить в резервуарах большого объема;

- для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки нефтепродукта из резервуара в резервуар, а также минимизировать промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар;

- важное значение имеет техническое состояние резервуаров и дыхательной арматуры. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и исправности клапанов может предотвратить потери от вентиляции газового пространства;

- при выкачке нефтепродуктов из оперативных резервуаров, имеющих высокие коэффициенты оборачиваемости, сокращение потерь до 25% может быть достигнуто установкой под дыхательным клапаном дисков-отражателей [4].

## 2 Характеристика объекта исследования

### 2.1 Назначение и характеристика РВС-20000 м<sup>3</sup>

В качестве объекта исследования выбран резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м<sup>3</sup>.

Сам же резервуар представляет собой строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, учета, обработки и отпуска нефти, относящееся ко II классу опасности согласно РМГ 116-2011 «ГСИ. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации» [14] [15].

Для исключения значительного аварийного разлива нефти, вокруг каждого резервуара или группы резервуаров сооружают обвалование или ограждающую стену, высотой не менее 1,5 м и шириной по верху не менее 0,5 м. [14][16]

Далее рассмотрим технические характеристики РВС-20000 м<sup>3</sup> (Таблица 5) и его оснащение. Технологическая схема резервуара представлена в Приложении А.

Таблица 5 – Технические характеристики РВС-20000 м<sup>3</sup> [5][15][ 16]

Характеристика	Значение
Номинальный объем, м <sup>3</sup>	20000
Диаметр, м	45,6
Высота стенки, м	11,92
Высота кровли (сферической), м	4,0
Геометрическая вместимость, м <sup>3</sup>	19450
Количество поясов, шт	9
Плотность хранимого продукта, т/м <sup>3</sup>	0,9
Внутреннее избыточное давление, кПа	2,0

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					43	149
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 2.2 Оборудование РВС-20000 м<sup>3</sup>

Использование исправного и правильно подобранного оснащения резервуара, определенного проектной документацией, обеспечивает его надежную и безопасную эксплуатацию.

На резервуарах устанавливается:

- Оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти;
- Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;
- Противопожарное оборудование;
- Приборы контроля и сигнализации [5] [18].

### 2.2.1 Оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти

*Дыхательные клапаны* предназначены для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в процессе закачки-выкачки, а также при температурных колебаниях окружающей среды [6][19]. Монтируются они на крыше резервуара строго вертикально, для обеспечения правильной работы в заданных параметрах [1].

В последнее время в основном используют клапаны типа НДКМ (рисунок 4) и КДС, которые отличаются высокой пропускной способностью по сравнению с другими типами клапанов.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

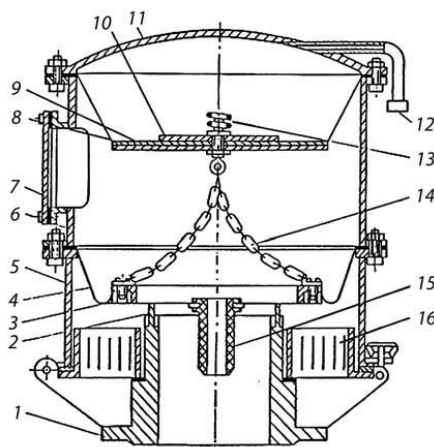


Рис. 4 – Не примерзающий мембранный дыхательный клапан НДКМ [5]:

- 1 – соединительный патрубкок; 2 – седло; 3 – тарелка; 4 – мембрана;  
 5 – нижняя часть корпуса; 6 – верхняя часть корпуса; 7 – боковой люк;  
 8 – верхняя мембрана; 9 – диски; 10 – регулировочные грузы;  
 11 – крышка; 12 – трубка; 13 – амортизирующая пружина;  
 14 – цепочки для соединения дисков; 15 – импульсная трубка;  
 16 – огневой предохранитель

Не примерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторопласта, наносимого на рабочие поверхности тарелки 3 и седла 2 [6].

Как можно увидеть из рисунка 4, в состав НДКМ встроен **огневой предохранитель**, предназначенный для предотвращения попадания пламени или искр внутрь резервуара [20]. Огневой предохранитель представляет собой кассету, которая в свою очередь состоит из чередующихся гофрированных и плоских пластин, образующих каналы малого диаметра [19].

Помимо дыхательного клапана, на резервуаре обязательно наличие **предохранительного клапана**, который дублирует работу дыхательного клапана при выходе последнего из стоя [6][19]. Обычно в комплекте с НДКМ предназначены предохранительные гидравлические клапаны типа КПГ [5].

Наряду с дыхательной арматурой также немало важно использование **дисков-отражателей** (рисунок 5).

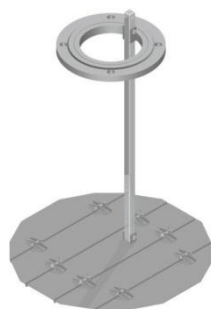


Рис. 5 - Диск-отражатель [21]

Диски-отражатели представляют собой круглые составные листы, изготовленные из листового металла толщиной 1-2 мм, и монтируются горизонтально сразу под дыхательными и предохранительными клапанами. Благодаря такому расположению, потери от «больших» дыханий сокращаются на 20-25% [22].

**Приемо-раздаточные патрубки** предназначены для приема-откачки нефтепродуктов из резервуаров и монтируются на его нижнем поясе. На концах ПРП как правило устанавливают хлопушки (рисунок 6), служащие для предотвращения потерь нефтепродуктов в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек [5][6][20].

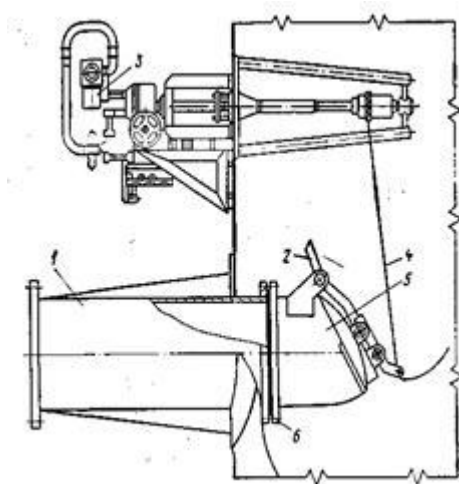


Рис. 6 - Хлопушка с электроприводным механизмом управления [23]:  
 1 – приемо-раздаточный патрубок; 2 – хлопушка; 3 – электроприводной механизм управления; 4 – стальной канат; 5 – пропускное отверстие;  
 6 – прокладка

Вместе в ПРП на нижнем поясе на высоте 350 мм от днища резервуара устанавливают **сифонный кран** (рисунок 7) служащий для спуска подтоварной воды [5][20].

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

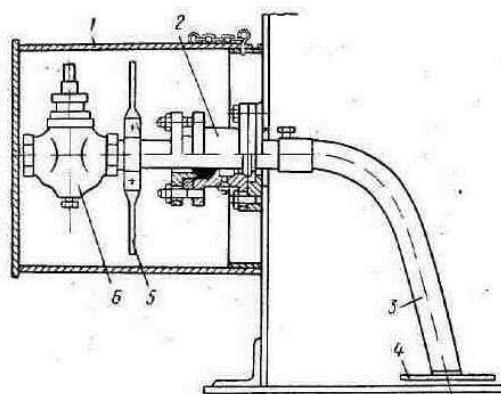


Рис. 7 – Сифонный кран [5]:

*1 – защитный чехол; 2 – сальниковое уплотнение; 3 – труба; 4 – защитная диафрагма;  
5 – поворотная рукоятка; 6 – пробковый кран*

Сифонный кран представляет собой Г-образную трубу, которая через сальниковое уплотнение вставлена в резервуар. В рабочем состоянии труба опущена к днищу резервуара как на рисунке 7, а после спуска подтоварной воды, трубу переводят в нерабочее состояние путем ее поворота вверх или горизонтально [5].

**Устройство размыва донных отложений «Диоген»** (рисунок 8) устанавливается на крышке люка-лаза, с целью перемешивания осадков и примесей, которые взвешиваются в общей массе и удаляются при откачивании нефти из резервуара. Благодаря этому устройству полезный объем резервуара увеличивается на 2-4% и предоставляется возможность точно замерять фактическое количество товарной нефти в резервуаре, а также следует отметить, что стенки резервуара меньше подвергаются коррозии [24][25].

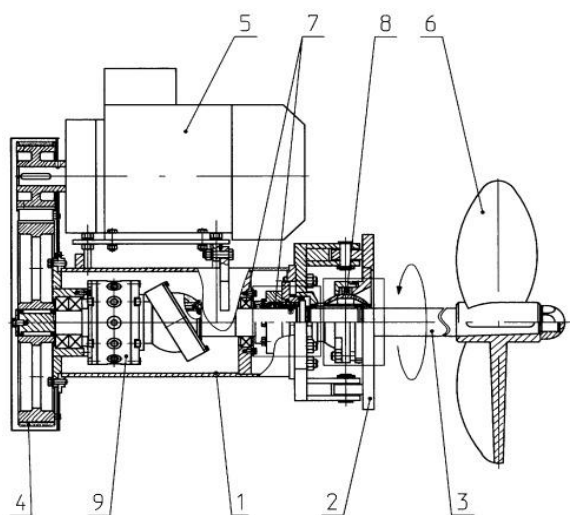


Рисунок 8 – Устройство размыва донных отложений «Диоген» [26]:

*1 - опорный корпус, 2 - элемент присоединения устройства к стенке резервуара, 3 - вал, 4 - передача, 5 - двигатель, 6 - гребной винт, 7 - элементы опоры и уплотнения вала относительно опорного корпуса, 8 - герметизирующая часть между опорным корпусом и полостью резервуара, 9 - редуктор*

В процессе эксплуатации резервуар подвергается коррозии, поэтому для обеспечения его надежной работы необходимо выполнять **антикоррозионную защиту** (применение лакокрасочных покрытий и катодной защиты) с учетом требований СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуальная редакция СНиП 2.03.11-85» (с Изменениями № 1, 2) [27].

### 2.2.2 Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров

Для проникновения внутрь резервуара, с целью внутреннего осмотра, ремонта и ручной зачистки резервуара от донных отложений, на первом поясе резервуара размещают **люк-лаз** (рисунок 9) [5][6][19].



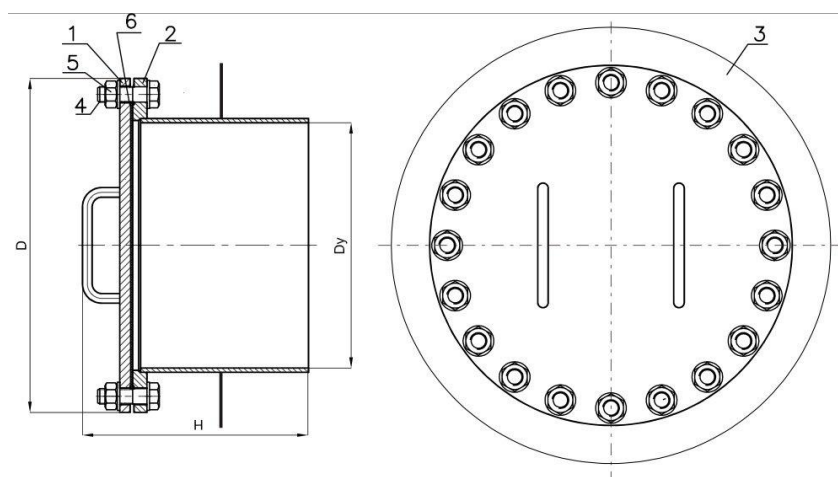


Рис. 9 - Люк-лаз [28]:

1 – фланец; 2 – корпус; 3 – усиливающая накладка; 4 – болт;  
5 – гайка; 6 - прокладка

**Люк замерный** (рисунок 10) монтируется на крыше резервуара и служит для взятия проб пробоотборником согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб (с Поправками и Изменением N 1)» [29] и замера уровня жидкости в резервуаре металлической рулеткой в соответствии с ГОСТ 7502-98 «Рулетки измерительные металлические. Технические условия» [30] или другими средствами измерения [5][6][14].

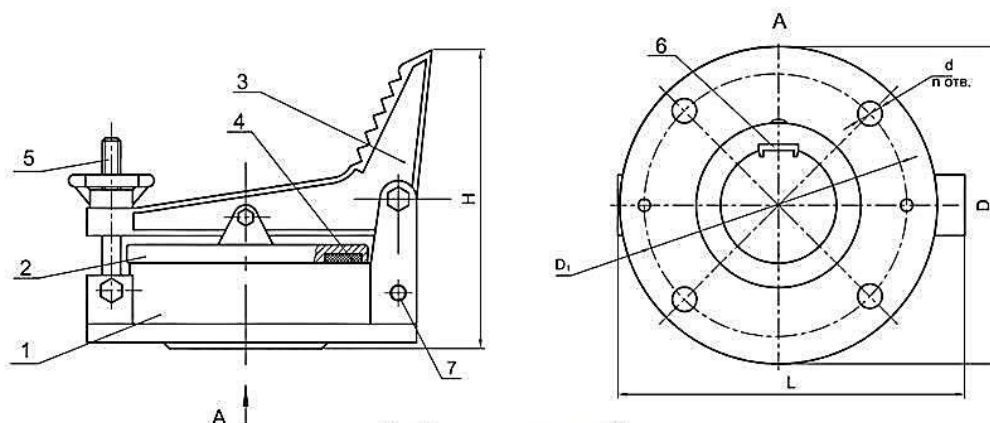


Рис. 10 - Люк замерный [31]:

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – педаль; 4 – резиновая прокладка; 5 – откидной болт с гайкой;  
6 – латунная вставка; 7 – винт заземления

Также на крыше резервуара устанавливают **люки световые** (рисунок 11), служащие для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке [5][6].

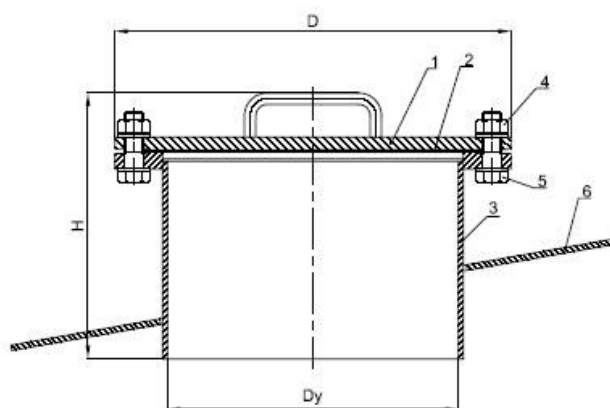


Рис. 11 - Люк световой [32]:

1 – крышка; 2 – прокладка; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – болт; 6 – усиливающая накладка

Кроме представленных выше люков для обслуживания резервуара необходимо монтировать шахтные или кольцевые **лестницы** (рисунок 12), служащие для подъема персонала на крышу резервуара. Лестницы должны иметь ширину не менее 0,7 м и перила высотой не менее 1 м, а также иметь наклон к горизонту не более чем 50°. Ступени лестниц должны выполняться из перфорированного, решетчатого или рифленого металла и иметь бортовую обшивку высотой 150 мм, причем минимальная ширина ступеней - 200 мм [5].

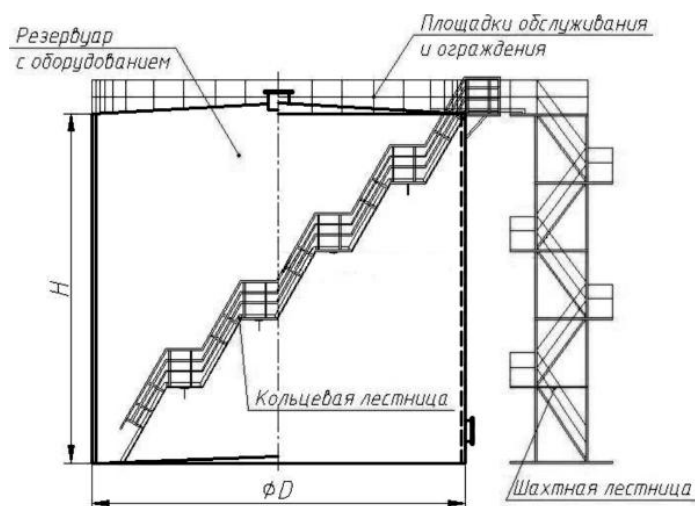


Рисунок 12 – Схема кольцевой и шахтной лестниц [33]

### 2.2.3 Противопожарное оборудование

Т.к. резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, они в обязательном порядке должны оснащаться противопожарным

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

оборудованием: огневыми предохранителями, средствами пожаротушения и охлаждения.

В случае возникновения пожара тушение горящего в резервуарах нефтепродукта производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. Для подачи пены в резервуары используются пеногенераторы типа ГВПС (воздушно-механическая пена), монтируемые в верхнем поясе резервуаров (рисунок 13) [5].

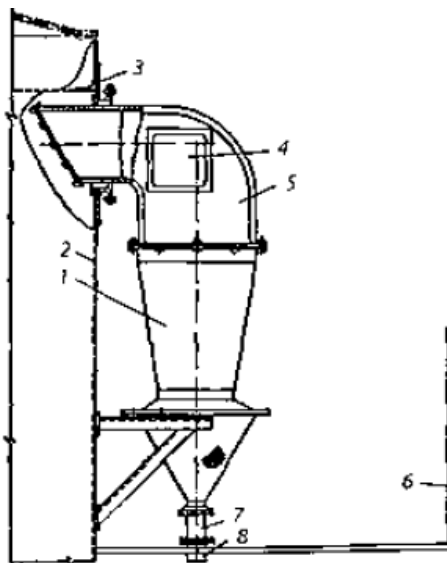


Рис. 13 – Установка ГВПС на резервуаре [5]:

*1 – пеногенератор; 2 – стенка резервуара; 3 – фланец специальный с воротником; 4 – люк для осмотра; 5 – пенокамера; 6 – площадка с ограждением для обслуживания; 7 – вставка; 8 – трубопровод подачи раствора пенообразователя*

Помимо тушения пеной, очень важным действием является организация охлаждения горящего и соседних резервуаров с применением водяных стволов и (или) стационарных установок охлаждения. Охлаждение горящего резервуара производится по всей длине окружности стенки резервуара, а соседних с ним - по длине полуокружности, обращенной к горящему резервуару. Охлаждение соседних резервуаров необходимо производить, начиная с того, который находится с подветренной стороны от горящего резервуара. Охлаждать резервуары необходимо непрерывно до ликвидации пожара и их полного остывания [34].

#### 2.2.4 Приборы контроля и сигнализации

К данной категории относят следующие типы приборов и средства автоматики:

- местные и дистанционные измерители уровня нефтепродукта в резервуаре;
- сигнализаторы максимального и минимального оперативного и аварийного уровня нефтепродукта в резервуаре;
- дистанционные измерители средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- пожарные извещатели автоматического действия и средства включения системы пожаротушения;
- сниженный пробоотборник [10].

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Расчет технологических потерь

Рассчитать посуточные потери нефти от «больших и малых дыханий» в РВС-20000 м<sup>3</sup> для двух месяцев (январь, июль), расположенного в с. Парабель (географическая широта  $\psi = 58^{\circ}40'$ ). Примем, что закачка нефти в резервуар всегда осуществляется днем с производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, откачка – 1500 м<sup>3</sup>/ч. РВС оснащен двумя дыхательными клапанами НДКМ-350. Уставка клапана вакуума  $P_{\text{кв}} = 200$  Па, а клапана давления  $P_{\text{кд}} = 2000$  Па. Давление насыщенных паров по Рейду  $P_R = 44000$  Па. Температура начала кипения нефти  $T_{\text{нк}} = 317$  К. Плотность нефти  $\rho_{293} = 720$  кг/м<sup>3</sup>. Резервуар окрашен алюминиевой краской годичной давности ( $\epsilon_c = 0,5$ ). Геометрические данные резервуара представлены в табл. 6. Термобарические условия эксплуатации, высоты разлива и откачки для каждого месяца представлены в табл. Б.1, Б.2 соответственно (Приложение Б).

Таблица 6 – Геометрические данные РВС-20000 м<sup>3</sup>

Номинальный объем, м <sup>3</sup>	Диаметр, м	Высота, м	Высота сферической кровли, м
20000	45,6	11,92	4,0

#### **Пример 1.**

##### 1) Расчет потерь нефти от «больших дыханий»

1. Площадь «зеркала» нефти находим по формуле (6):

$$F_{\text{н}} = \frac{3,14 \cdot 45,6^2}{4} = 1632,3 \text{ м}^2.$$

2. Молярная масса паров нефти по формуле (4):

$$M_{\text{у}} = 0,0043 \cdot (317 - 61)^{1,7} = 53,39 \text{ кг/кмоль}.$$

3. Средняя температура воздуха:

$$T_{\text{в.ср}(1)} = 0,5 \cdot (256 + 257) = 256,5 \text{ К};$$

$$T_{\text{в.ср}(2)} = 0,5 \cdot (253 + 255) = 254 \text{ К};$$

$$T_{\text{в.ср}(3)} = 0,5 \cdot (249 + 251) = 250 \text{ К};$$

$$T_{\text{в.ср}(4)} = 0,5 \cdot (248 + 250) = 249 \text{ К};$$

$$T_{\text{в.ср}(5)} = 0,5 \cdot (248 + 256) = 252 \text{ К};$$

$$T_{\text{в.ср}(6)} = 0,5 \cdot (258 + 262) = 260 \text{ К};$$

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.3-2Б61Т			

$$\begin{aligned}
T_{\text{в.ср}(7)} &= 0,5 \cdot (260 + 262) = 261 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(8)} &= 0,5 \cdot (262 + 262) = 262 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(9)} &= 0,5 \cdot (261 + 265) = 263 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(10)} &= 0,5 \cdot (254 + 263) = 258,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(11)} &= 0,5 \cdot (246 + 248) = 247 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(12)} &= 0,5 \cdot (247 + 252) = 249,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(13)} &= 0,5 \cdot (245 + 255) = 250 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(14)} &= 0,5 \cdot (257 + 263) = 260 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(15)} &= 0,5 \cdot (261 + 265) = 263 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(16)} &= 0,5 \cdot (262 + 265) = 263,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(17)} &= 0,5 \cdot (259 + 261) = 260 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(18)} &= 0,5 \cdot (257 + 264) = 260,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(19)} &= 0,5 \cdot (263 + 266) = 264,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(20)} &= 0,5 \cdot (262 + 269) = 265,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(21)} &= 0,5 \cdot (266 + 270) = 268 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(22)} &= 0,5 \cdot (265 + 268) = 266,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(23)} &= 0,5 \cdot (263 + 263) = 263 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(24)} &= 0,5 \cdot (261 + 263) = 262 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(25)} &= 0,5 \cdot (256 + 265) = 260,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(26)} &= 0,5 \cdot (251 + 258) = 254,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(27)} &= 0,5 \cdot (253 + 262) = 257,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(28)} &= 0,5 \cdot (248 + 251) = 249,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(29)} &= 0,5 \cdot (249 + 254) = 251,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(30)} &= 0,5 \cdot (254 + 256) = 255 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(31)} &= 0,5 \cdot (241 + 254) = 247,5 \text{ К}.
\end{aligned}$$

Принимаем, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха.

Далее будем рассчитывать только те дни, когда производилась закачка нефти.

#### 4. Плотность паров нефти по формуле (3):

$$\begin{aligned}
\rho_{y(1)} &= \frac{101858 \cdot 53,39}{8314 \cdot 256,5} = 2,55 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(4)} &= \frac{101858 \cdot 53,39}{8314 \cdot 249} = 2,63 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(7)} &= \frac{100392 \cdot 53,39}{8314 \cdot 261} = 2,47 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(8)} &= \frac{99592 \cdot 53,39}{8314 \cdot 262} = 2,44 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(9)} &= \frac{99058 \cdot 53,39}{8314 \cdot 263} = 2,42 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(12)} &= \frac{101058 \cdot 53,39}{8314 \cdot 249,5} = 2,60 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(14)} &= \frac{101592 \cdot 53,39}{8314 \cdot 260} = 2,51 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(15)} &= \frac{100125 \cdot 53,39}{8314 \cdot 263} = 2,44 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(18)} &= \frac{101592 \cdot 53,39}{8314 \cdot 260,5} = 2,50 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(19)} &= \frac{100525 \cdot 53,39}{8314 \cdot 264,5} = 2,44 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(21)} &= \frac{100392 \cdot 53,39}{8314 \cdot 268} = 2,41 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(23)} &= \frac{101458 \cdot 53,39}{8314 \cdot 263} = 2,48 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(24)} &= \frac{101458 \cdot 53,39}{8314 \cdot 262} = 2,49 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(26)} &= \frac{101458 \cdot 53,39}{8314 \cdot 254,5} = 2,56 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(28)} &= \frac{102258 \cdot 53,39}{8314 \cdot 249,5} = 2,63 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(31)} &= \frac{100925 \cdot 53,39}{8314 \cdot 247,5} = 2,62 \text{ кг/м}^3.
\end{aligned}$$

#### 5. Абсолютные давления срабатывания клапанов вакуума и давления НДКМ-350:

$$\begin{aligned}
P_{1(1)} &= P_{a(1)} = 101858 \text{ Па}; & P_{1(4)} &= P_{a(4)} = 101858 \text{ Па}; \\
P_{2(1)} &= 101858 + 2000 = 103858 \text{ Па}; & P_{2(4)} &= 101858 + 2000 = 103858 \text{ Па};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$\begin{aligned}
P_{1(7)} &= P_{a(7)} = 100392 \text{ Па}; \\
P_{2(7)} &= 100392 + 2000 = 102392 \text{ Па}; \\
P_{1(9)} &= P_{a(9)} = 99058 \text{ Па}; \\
P_{2(9)} &= 99058 + 2000 = 101058 \text{ Па}; \\
P_{1(14)} &= P_{a(14)} = 101592 \text{ Па}; \\
P_{2(14)} &= 101592 + 2000 = 103592 \text{ Па}; \\
P_{1(18)} &= P_{a(18)} = 101592 \text{ Па}; \\
P_{2(18)} &= 101592 + 2000 = 103592 \text{ Па}; \\
P_{1(21)} &= P_{a(21)} = 100392 \text{ Па}; \\
P_{2(21)} &= 100392 + 2000 = 102392 \text{ Па}; \\
P_{1(24)} &= P_{a(24)} = 101458 \text{ Па}; \\
P_{2(24)} &= 101458 + 2000 = 103458 \text{ Па}; \\
P_{1(28)} &= P_{a(28)} = 102258 \text{ Па}; \\
P_{2(28)} &= 102258 + 2000 = 104258 \text{ Па};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{1(8)} &= P_{a(8)} = 99592 \text{ Па}; \\
P_{2(8)} &= 99592 + 2000 = 101592 \text{ Па}; \\
P_{1(12)} &= P_{a(12)} = 101058 \text{ Па}; \\
P_{2(12)} &= 101058 + 2000 = 103058 \text{ Па}; \\
P_{1(15)} &= P_{a(15)} = 100125 \text{ Па}; \\
P_{2(15)} &= 100125 + 2000 = 102125 \text{ Па}; \\
P_{1(19)} &= P_{a(19)} = 100525 \text{ Па}; \\
P_{2(19)} &= 100525 + 2000 = 102525 \text{ Па}; \\
P_{1(23)} &= P_{a(23)} = 101458 \text{ Па}; \\
P_{2(23)} &= 101458 + 2000 = 103458 \text{ Па}; \\
P_{1(26)} &= P_{a(26)} = 101458 \text{ Па}; \\
P_{2(26)} &= 101458 + 2000 = 103458 \text{ Па}; \\
P_{1(31)} &= P_{a(31)} = 100925 \text{ Па}; \\
P_{2(31)} &= 100925 + 2000 = 102925 \text{ Па}.
\end{aligned}$$

6. Продолжительность откачки и закачки нефти по формулам (15), (16):

$$\begin{aligned}
\tau_{от(1)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-5)}{1500} = 5,44 \text{ ч}; \\
\tau_{от(8)} &= \frac{1632,3 \cdot (9-5)}{1500} = 4,35 \text{ ч}; \\
\tau_{от(9)} &= \frac{1632,3 \cdot (8-6)}{1500} = 2,18 \text{ ч}; \\
\tau_{от(21)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-5)}{1500} = 5,44 \text{ ч}; \\
\tau_{от(23)} &= \frac{1632,3 \cdot (8-3)}{1500} = 5,44 \text{ ч}; \\
\tau_{от(26)} &= \frac{1632,3 \cdot (6-4)}{1500} = 2,18 \text{ ч}; \\
\tau_{от(31)} &= \frac{1632,3 \cdot (4-3)}{1500} = 1,09 \text{ ч};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\tau_{зак(1)} &= \frac{1632,3 \cdot (9-5)}{1000} = 6,53 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(4)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-4)}{1000} = 9,79 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(7)} &= \frac{1632,3 \cdot (9-3)}{1000} = 9,79 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(8)} &= \frac{1632,3 \cdot (8-5)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(9)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-6)}{1000} = 6,53 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(12)} &= \frac{1632,3 \cdot (8-7)}{1000} = 1,63 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(14)} &= \frac{1632,3 \cdot (6-3)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(15)} &= \frac{1632,3 \cdot (9-6)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(18)} &= \frac{1632,3 \cdot (7-4)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(19)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-7)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(21)} &= \frac{1632,3 \cdot (8-5)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(23)} &= \frac{1632,3 \cdot (7-3)}{1000} = 6,53 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(24)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-7)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(26)} &= \frac{1632,3 \cdot (7-4)}{1000} = 4,9 \text{ ч}; \\
\tau_{зак(28)} &= \frac{1632,3 \cdot (10-7)}{1000} = 4,9 \text{ ч};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\tau_{\text{зак}(31)} = \frac{1632,3 \cdot (8-3)}{1000} = 8,16 \text{ ч.}$$

Таким образом, время простоя за сутки составит:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{пр}(1)} &= 12,03 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(9)} &= 15,29 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(18)} &= 19,1 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(24)} &= 19,1 \text{ ч}; \\ \tau_{\text{пр}(4)} &= 14,21 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(12)} &= 22,37 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(19)} &= 19,1 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(26)} &= 16,92 \text{ ч}; \\ \tau_{\text{пр}(7)} &= 14,21 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(14)} &= 19,1 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(21)} &= 13,66 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(28)} &= 19,1 \text{ ч}; \\ \tau_{\text{пр}(8)} &= 14,75 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(15)} &= 19,1 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(23)} &= 12,03 \text{ ч}; & \tau_{\text{пр}(31)} &= 14,75 \text{ ч}. \end{aligned}$$

7. Объем закачиваемой нефти по формуле (2):

$$\begin{aligned} V_{\text{H}(1),(9),(23)} &= 1000 \cdot 6,53 = 6530 \text{ м}^3; \\ V_{\text{H}(4),(7)} &= 1000 \cdot 9,79 = 9790 \text{ м}^3; \\ V_{\text{H}(8),(14),(15),(18),(19),(21),(24),(26),(28)} &= 1000 \cdot 4,9 = 4900 \text{ м}^3; \\ V_{\text{H}(12)} &= 1000 \cdot 1,63 = 1630 \text{ м}^3; \\ V_{\text{H}(31)} &= 1000 \cdot 8,16 = 8160 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

8. Объем жидкой и паровой фаз в резервуаре на момент начала закачки по формулам (5), (7):

$$\begin{aligned} V_{\text{ж}(1),(8),(21)} &= 1632,3 \cdot 5 = 8161,5 \text{ м}^3; \\ V_{\text{п}(1),(8),(21)} &= 19450 - 8161,5 = 11288,5 \text{ м}^3; \\ V_{\text{ж}(4),(18),(26)} &= 1632,3 \cdot 4 = 6529,2 \text{ м}^3; \\ V_{\text{п}(4),(18),(26)} &= 19450 - 6529,2 = 12920,8 \text{ м}^3; \\ V_{\text{ж}(7),(14),(23),(31)} &= 1632,3 \cdot 3 = 4896,9 \text{ м}^3; \\ V_{\text{п}(7),(14),(23),(31)} &= 19450 - 4896,9 = 14553,1 \text{ м}^3; \\ V_{\text{ж}(9),(15)} &= 1632,3 \cdot 6 = 9793,8 \text{ м}^3; \\ V_{\text{п}(9),(15)} &= 19450 - 9793,8 = 9656,2 \text{ м}^3; \\ V_{\text{ж}(12),(19),(24),(28)} &= 1632,3 \cdot 7 = 11426,1 \text{ м}^3; \\ V_{\text{п}(12),(19),(24),(28)} &= 19450 - 11426,1 = 8023,9 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

9. Соотношение фаз и величина функции  $F(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})$ :

$$\begin{aligned} \frac{V_{\text{п}(1),(8),(21)}}{V_{\text{ж}(1),(8),(21)}} &= \frac{11288,5}{8161,5} = 1,383; \\ \frac{V_{\text{п}(4),(18),(26)}}{V_{\text{ж}(4),(18),(26)}} &= \frac{12920,8}{6529,2} = 1,979; \\ \frac{V_{\text{п}(7),(14),(23),(31)}}{V_{\text{ж}(7),(14),(23),(31)}} &= \frac{14553,1}{4896,9} = 2,972; \\ \frac{V_{\text{п}(9),(15)}}{V_{\text{ж}(9),(15)}} &= \frac{9656,2}{9793,8} = 0,986; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



$$\frac{V_{\Pi(12),(19),(24),(28)}}{V_{Ж(12),(19),(24),(28)}} = \frac{8023,9}{11426,1} = 0,702.$$

Так как  $V_{\Pi}/V_{Ж} \leq 4$ , то согласно табл. 2:

$$F(V_{\Pi(1),(8),(21)}/V_{Ж(1),(8),(21)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 1,383^{0,5} = 1,29;$$

$$F(V_{\Pi(4),(18),(26)}/V_{Ж(4),(18),(26)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 1,979^{0,5} = 1,21;$$

$$F(V_{\Pi(7),(14),(23),(31)}/V_{Ж(7),(14),(23),(31)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 2,972^{0,5} = 1,1;$$

$$F(V_{\Pi(9),(15)}/V_{Ж(9),(15)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,986^{0,5} = 1,35;$$

$$F(V_{\Pi(12),(19),(24),(28)}/V_{Ж(12),(19),(24),(28)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,702^{0,5} = 1,41.$$

10. Давление насыщенных паров нефти при средней температуре в ГП резервуара по формуле (9):

$$P_{s(1)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-256,5)} \cdot 1,29 = 17706 \text{ Па};$$

$$P_{s(4)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-249)} \cdot 1,21 = 13759 \text{ Па};$$

$$P_{s(7)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-261)} \cdot 1,1 = 16866 \text{ Па};$$

$$P_{s(8)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-262)} \cdot 1,29 = 20316 \text{ Па};$$

$$P_{s(9)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-263)} \cdot 1,35 = 21867 \text{ Па};$$

$$P_{s(12)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-249,5)} \cdot 1,41 = 16229 \text{ Па};$$

$$P_{s(14)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-260)} \cdot 1,1 = 16449 \text{ Па};$$

$$P_{s(15)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-263)} \cdot 1,35 = 21867 \text{ Па};$$

$$P_{s(18)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-260,5)} \cdot 1,21 = 18342 \text{ Па};$$

$$P_{s(19)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-264,5)} \cdot 1,41 = 23613 \text{ Па};$$

$$P_{s(21)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-268)} \cdot 1,29 = 23604 \text{ Па};$$

$$P_{s(23)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-263)} \cdot 1,1 = 17730 \text{ Па};$$

$$P_{s(24)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-262)} \cdot 1,41 = 22182 \text{ Па};$$

$$P_{s(26)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-254,5)} \cdot 1,21 = 15787 \text{ Па};$$

$$P_{s(28)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-249,5)} \cdot 1,41 = 16229 \text{ Па};$$

$$P_{s(31)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-247,5)} \cdot 1,1 = 12035 \text{ Па}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

11. Высота ГП резервуара до откачки  $H_{Г1}$  и после откачки  $H_{Г2}$  нефти по формуле (11):

$$H_{Г1(1)} = 11,92 - 10 + \frac{4}{3} = 3,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(1)} = 11,92 - 5 + \frac{4}{3} = 8,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(4)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(4)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(7)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(7)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(8)} = 11,92 - 9 + \frac{4}{3} = 4,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(8)} = 11,92 - 5 + \frac{4}{3} = 8,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(9)} = 11,92 - 8 + \frac{4}{3} = 5,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(9)} = 11,92 - 6 + \frac{4}{3} = 7,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(12)} = 11,92 - 7 + \frac{4}{3} = 6,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(12)} = 11,92 - 7 + \frac{4}{3} = 6,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(14),(15)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(14),(15)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(18),(19)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(18),(19)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(21)} = 11,92 - 10 + \frac{4}{3} = 3,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(21)} = 11,92 - 5 + \frac{4}{3} = 8,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(23)} = 11,92 - 8 + \frac{4}{3} = 5,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(23),(24)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(24)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(26),(28)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

$$H_{Г1(26)} = 11,92 - 6 + \frac{4}{3} = 7,25 \text{ м};$$

$$H_{Г2(31)} = 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м}.$$

$$H_{Г1(28),(31)} = 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м};$$

12. Скорость струи воздуха в монтажном патрубке дыхательного клапана по формуле (13):

$$U_0 = \frac{1500}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,175^2 \cdot 2} = 2,17 \text{ м/с}.$$

13. По табл. 3 для РВС-20000 м<sup>3</sup>, оснащенным двумя клапанами НДКМ-350, находим  $\psi_{с1} = 0,0071 \text{ с}/(\text{м} \cdot \text{ч})$ . Прирост относительной концентрации в ГП при опорожнении резервуара по формуле (12)

$$\frac{\Delta C_1}{C_{s(1),(21),(23)}} = 0,0071 \cdot 2,17 \cdot 5,44 = 0,084;$$

$$\frac{\Delta C_1}{C_{s(8)}} = 0,0071 \cdot 2,17 \cdot 4,35 = 0,067;$$

$$\frac{\Delta C_1}{C_{s(9),(26)}} = 0,0071 \cdot 2,17 \cdot 2,18 = 0,034;$$

$$\frac{\Delta C_1}{C_{s(31)}} = 0,0071 \cdot 2,17 \cdot 1,09 = 0,017.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

14. Прирост средней относительной концентрации за время простоя резервуара и его заполнения в зависимости от облачности по формуле (14):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta C_2}{C_s (1)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 12,03^{1.429} = 0,032 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (4)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 14,21^{1.429} = 0,040 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (7)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 14,21^{1.429} = 0,040 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (8)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 14,75^{1.305} = 0,018 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (9)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 15,29^{1.429} = 0,045 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (12)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 22,37^{1.429} = 0,077 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (14)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.429} = 0,061 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (15)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.429} = 0,061 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (18)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.305} = 0,025 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (19)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.429} = 0,061 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (21)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 13,66^{1.305} = 0,016 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (23)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 12,03^{1.305} = 0,014 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (24)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.305} = 0,025 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (26)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 16,92^{1.305} = 0,022 ; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s (28)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1.305} = 0,025 ; & \frac{\Delta C_2}{C_s (31)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 14,75^{1.305} = 0,018 . \end{aligned}$$

15. Средняя относительная концентрация углеводородов в ГП резервуара при его заполнении по формуле (10):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta C}{C_s (1)} &= \frac{3,25}{8,25} + 0,084 + 0,032 = 0,510 ; & \frac{\Delta C}{C_s (4)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,040 = 1,040 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (7)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,040 = 1,040 ; & \frac{\Delta C}{C_s (8)} &= \frac{4,25}{8,25} + 0,067 + 0,018 = 0,600 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (9)} &= \frac{5,25}{7,25} + 0,034 + 0,045 = 0,802 ; & \frac{\Delta C}{C_s (12)} &= \frac{6,25}{6,25} + 0 + 0,077 = 1,077 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (14)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,061 = 1,061 ; & \frac{\Delta C}{C_s (15)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,061 = 1,061 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (18)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,025 = 1,025 ; & \frac{\Delta C}{C_s (19)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,061 = 1,061 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (21)} &= \frac{3,25}{8,25} + 0,084 + 0,016 = 0,494 ; & \frac{\Delta C}{C_s (23)} &= \frac{5,25}{10,25} + 0,084 + 0,014 = 0,610 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (24)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,025 = 1,025 ; & \frac{\Delta C}{C_s (26)} &= \frac{7,25}{9,25} + 0,034 + 0,022 = 0,839 ; \\ \frac{\Delta C}{C_s (28)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,025 = 1,025 ; & \frac{\Delta C}{C_s (31)} &= \frac{9,25}{10,25} + 0,017 + 0,018 = 0,937 . \end{aligned}$$

16. Среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара по формуле (8):

$$\begin{aligned} P_{y(1)} &= 17706 \cdot 0,510 = 9021 \text{ Па} ; & P_{y(4)} &= 13759 \cdot 1,040 = 14314 \text{ Па} ; \\ P_{y(7)} &= 16866 \cdot 1,040 = 17545 \text{ Па} ; & P_{y(8)} &= 20316 \cdot 0,600 = 12195 \text{ Па} ; \\ P_{y(9)} &= 21867 \cdot 0,802 = 17547 \text{ Па} ; & P_{y(12)} &= 16229 \cdot 1,077 = 17479 \text{ Па} ; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$\begin{aligned}
P_{y(14)} &= 16449 \cdot 1,061 = 17460 \text{ Па}; & P_{y(15)} &= 21867 \cdot 1,061 = 23211 \text{ Па}; \\
P_{y(18)} &= 18342 \cdot 1,025 = 18807 \text{ Па}; & P_{y(19)} &= 23613 \cdot 1,061 = 25064 \text{ Па}; \\
P_{y(21)} &= 23604 \cdot 0,494 = 11663 \text{ Па}; & P_{y(23)} &= 17730 \cdot 0,610 = 10813 \text{ Па}; \\
P_{y(24)} &= 22182 \cdot 1,025 = 22745 \text{ Па}; & P_{y(26)} &= 15787 \cdot 0,839 = 13246 \text{ Па}; \\
P_{y(28)} &= 16229 \cdot 1,025 = 16640 \text{ Па}; & P_{y(31)} &= 12035 \cdot 0,937 = 11280 \text{ Па}.
\end{aligned}$$

17. Потери от «большого дыхания» по формуле (1):

$$G_{\delta.\delta.(1)} = \left[ 6530 - 11288,5 \cdot \left( \frac{103858 - 101858}{103858 - 9021} \right) \right] \frac{9021}{103858} \cdot 2,55 = 1393,68 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(4)} = \left[ 9790 - 12920,8 \cdot \left( \frac{103858 - 101858}{103858 - 14314} \right) \right] \frac{14314}{103858} \cdot 2,63 = 3443,89 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(7)} = \left[ 9790 - 14553,1 \cdot \left( \frac{102392 - 100392}{102392 - 17545} \right) \right] \frac{17545}{102392} \cdot 2,47 = 3998,33 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(8)} = \left[ 4900 - 11288,5 \cdot \left( \frac{101592 - 99592}{101592 - 12195} \right) \right] \frac{12195}{101592} \cdot 2,44 = 1361,25 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(9)} = \left[ 6530 - 9656,2 \cdot \left( \frac{101058 - 99058}{101058 - 17547} \right) \right] \frac{17547}{101058} \cdot 2,42 = 2646,71 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(12)} = \left[ 1630 - 8023,9 \cdot \left( \frac{103058 - 101058}{103058 - 17479} \right) \right] \frac{17479}{103058} \cdot 2,60 = 636,10 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(14)} = \left[ 4900 - 14553,1 \cdot \left( \frac{103592 - 101592}{103592 - 17460} \right) \right] \frac{17460}{103592} \cdot 2,51 = 1930,03 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(15)} = \left[ 4900 - 9656,2 \cdot \left( \frac{102125 - 100125}{102125 - 23211} \right) \right] \frac{23211}{102125} \cdot 2,44 = 2581,65 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(18)} = \left[ 4900 - 12920,8 \cdot \left( \frac{103592 - 101592}{103592 - 18807} \right) \right] \frac{18807}{103592} \cdot 2,50 = 2085,68 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(19)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{102525 - 100525}{102525 - 25064} \right) \right] \frac{25064}{102525} \cdot 2,44 = 2799,30 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(21)} = \left[ 4900 - 11288,5 \cdot \left( \frac{102392 - 100392}{102392 - 11663} \right) \right] \frac{11663}{102392} \cdot 2,41 = 1276,85 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(23)} = \left[ 6530 - 14553,1 \cdot \left( \frac{103458 - 101458}{103458 - 10813} \right) \right] \frac{10813}{103458} \cdot 2,48 = 1611,20 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(24)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{103458 - 101458}{103458 - 22745} \right) \right] \frac{22745}{103458} \cdot 2,49 = 2573,48 \text{ кг};$$

$$G_{\delta.\delta.(26)} = \left[ 4900 - 12920,8 \cdot \left( \frac{103458 - 101458}{103458 - 13246} \right) \right] \frac{13246}{103458} \cdot 2,56 = 1512,14 \text{ кг};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$G_{\text{с.д.}(28)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{104258 - 102258}{104258 - 16640} \right) \right] \frac{16640}{104258} \cdot 2,63 = 1979,98 \text{ кг};$$

$$G_{\text{с.д.}(31)} = \left[ 8160 - 14553,1 \cdot \left( \frac{102925 - 100925}{102925 - 11280} \right) \right] \frac{11280}{102925} \cdot 2,62 = 2251,92 \text{ кг}.$$

## 2) Расчет потерь нефти от «малых дыханий»

Дальнейшие расчеты будем производить для тех дней, когда не было закачки нефти.

1. Площадь «зеркала» нефти, молярную массу паров нефти и среднюю температуру нефти возьмем из предыдущих расчетов.

2. Теплопроводность и теплоемкость нефти при его средней температуре по формулам (27), (28):

$$C_{p(2)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 254) = 1909,0 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(3)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 250) = 1893,0 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(2)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 254) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(3)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 250) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(5)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 252) = 1901,0 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(6)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 260) = 1932,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(5)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 252) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(6)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 260) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(10)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 258,5) = 1926,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(11)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 247) = 1881,1 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(10)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 258,5) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(11)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 247) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(13)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 250) = 1893,0 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(16)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 263,5) = 1946,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(13)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 250) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(16)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 263,5) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(17)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 260) = 1932,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(20)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 265,5) = 1954,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(17)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 260) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(20)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 265,5) = 0,190 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(22)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 266,5) = 1958,8 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(25)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 260,5) = 1934,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{n(22)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 266,5) = 0,190 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{n(25)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 260,5) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$C_{p(27)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 257,5) = 1922,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(29)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 251,5) = 1899,0 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{н(27)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 257,5) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{н(29)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 251,5) = 0,192 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(30)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 255) = 1912,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{н(30)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 255) = 0,191 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

3. Плотность нефти при средней температуре по формуле (29):

$$\rho_{(2)} = \rho_{254} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (254 - 293)} = 754,82 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(3)} = \rho_{(13)} = \rho_{250} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (250 - 293)} = 758,59 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(5)} = \rho_{252} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (252 - 293)} = 756,70 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(6)} = \rho_{(17)} = \rho_{260} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (260 - 293)} = 749,25 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(10)} = \rho_{258,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (258,5 - 293)} = 750,64 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(11)} = \rho_{247} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (247 - 293)} = 761,44 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(16)} = \rho_{263,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (263,5 - 293)} = 746,04 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(20)} = \rho_{265,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (265,5 - 293)} = 744,21 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(22)} = \rho_{266,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (266,5 - 293)} = 743,30 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(25)} = \rho_{260,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (260,5 - 293)} = 748,79 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(27)} = \rho_{257,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (257,5 - 293)} = 751,56 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(29)} = \rho_{251,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (251,5 - 293)} = 757,17 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{(30)} = \rho_{255} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (255 - 293)} = 753,89 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

4. Коэффициент температуропроводности нефти по формуле (26):

$$a_{(2)} = \frac{0,192 \cdot 3600}{1909 \cdot 754,82} = 0,000480 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}};$$

$$a_{(3)} = \frac{0,192 \cdot 3600}{1893 \cdot 758,59} = 0,000481 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}};$$

$$a_{(5)} = \frac{0,192 \cdot 3600}{1901 \cdot 756,7} = 0,000481 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}};$$

$$a_{(6)} = \frac{0,191 \cdot 3600}{1932,9 \cdot 749,25} = 0,000475 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\begin{aligned}
a_{(10)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1926,9 \cdot 750,64} = 0,000475 \text{ м}^2/\text{ч} ; & a_{(11)} &= \frac{0,192 \cdot 3600}{1881,1 \cdot 761,44} = 0,000483 \text{ м}^2/\text{ч} ; \\
a_{(13)} &= \frac{0,192 \cdot 3600}{1893 \cdot 758,59} = 0,000481 \text{ м}^2/\text{ч} ; & a_{(16)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1946,9 \cdot 746,04} = 0,000473 \text{ м}^2/\text{ч} ; \\
a_{(17)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1932,9 \cdot 749,25} = 0,000475 \text{ м}^2/\text{ч} ; & a_{(20)} &= \frac{0,190 \cdot 3600}{1954,9 \cdot 744,21} = 0,000470 \text{ м}^2/\text{ч} ; \\
a_{(22)} &= \frac{0,190 \cdot 3600}{1958,8 \cdot 743,3} = 0,000470 \text{ м}^2/\text{ч} ; & a_{(25)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1934,9 \cdot 748,79} = 0,000475 \text{ м}^2/\text{ч} ; \\
a_{(27)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1922,9 \cdot 751,56} = 0,000476 \text{ м}^2/\text{ч} ; & a_{(29)} &= \frac{0,192 \cdot 3600}{1899 \cdot 757,17} = 0,000481 \text{ м}^2/\text{ч} ; \\
a_{(30)} &= \frac{0,191 \cdot 3600}{1912,9 \cdot 753,89} = 0,000477 \text{ м}^2/\text{ч} .
\end{aligned}$$

#### 5. Расчетное склонение Солнца по формуле (37):

$$\begin{aligned}
\varphi_{(2)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(2 - 1)^{1,55} = -22,97^\circ = -22^\circ 58' ; \\
\varphi_{(3)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(3 - 1)^{1,55} = -22,93^\circ = -22^\circ 56' ; \\
\varphi_{(5)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(5 - 1)^{1,55} = -22,78^\circ = -22^\circ 47' ; \\
\varphi_{(6)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(6 - 1)^{1,55} = -22,69^\circ = -22^\circ 41' ; \\
\varphi_{(10)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(10 - 1)^{1,55} = -22,23^\circ = -22^\circ 14' ; \\
\varphi_{(11)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(11 - 1)^{1,55} = -22,09^\circ = -22^\circ 05' ; \\
\varphi_{(13)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(13 - 1)^{1,55} = -21,80^\circ = -21^\circ 48' ; \\
\varphi_{(16)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(16 - 1)^{1,55} = -21,30^\circ = -21^\circ 18' ; \\
\varphi_{(17)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(17 - 1)^{1,55} = -21,12^\circ = -21^\circ 07' ; \\
\varphi_{(20)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(20 - 1)^{1,55} = -20,54^\circ = -20^\circ 32' ; \\
\varphi_{(22)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(22 - 1)^{1,55} = -20,13^\circ = -20^\circ 08' ; \\
\varphi_{(25)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(25 - 1)^{1,55} = -19,47^\circ = -19^\circ 28' ; \\
\varphi_{(27)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(27 - 1)^{1,55} = -19,01^\circ = -19^\circ ; \\
\varphi_{(29)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(29 - 1)^{1,55} = -18,52^\circ = -18^\circ 31' ; \\
\varphi_{(30)} &= -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2}(30 - 1)^{1,55} = -18,27^\circ = -18^\circ 16' .
\end{aligned}$$

#### 6. Продолжительность дня по формуле (44):

$$\begin{aligned}
\tau_{\partial H(2)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^\circ 58') \cdot tg58^\circ 40') = 6,12 \text{ ч} ; \\
\tau_{\partial H(3)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^\circ 56') \cdot tg58^\circ 40') = 6,13 \text{ ч} ; \\
\tau_{\partial H(5)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^\circ 47') \cdot tg58^\circ 40') = 6,18 \text{ ч} ; \\
\tau_{\partial H(6)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^\circ 41') \cdot tg58^\circ 40') = 6,22 \text{ ч} ;
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$\tau_{\partial H(10)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^{\circ}14') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,37 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(11)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-22^{\circ}05') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,42 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(13)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-21^{\circ}48') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,52 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(16)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-21^{\circ}18') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,69 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(17)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-21^{\circ}07') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,75 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(20)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-20^{\circ}32') \cdot tg58^{\circ}40') = 6,93 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(22)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-20^{\circ}08') \cdot tg58^{\circ}40') = 7,06 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(25)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-19^{\circ}28') \cdot tg58^{\circ}40') = 7,27 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(27)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-19^{\circ}) \cdot tg58^{\circ}40') = 7,40 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(29)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-18^{\circ}31') \cdot tg58^{\circ}40') = 7,55 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(30)} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(-18^{\circ}16') \cdot tg58^{\circ}40') = 7,62 \text{ ч}.$$

7. Расчетный параметр  $m_0$  по формуле (25):

$$m_{0(2)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000480 \cdot 6,12}} = 23,1 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(3)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000481 \cdot 6,13}} = 23,1 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(5)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000481 \cdot 6,18}} = 23,0 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(6)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000475 \cdot 6,22}} = 23,1 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(10)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000475 \cdot 6,73}} = 22,8 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(11)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000483 \cdot 6,42}} = 22,5 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(13)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000481 \cdot 6,52}} = 22,4 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(16)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000473 \cdot 6,69}} = 22,3 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(17)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000475 \cdot 6,75}} = 22,1 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(20)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000470 \cdot 6,93}} = 22,0 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(22)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000470 \cdot 7,06}} = 21,8 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(25)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000475 \cdot 7,27}} = 21,3 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(27)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000476 \cdot 7,40}} = 21,1 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(29)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000481 \cdot 7,55}} = 20,8 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(30)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000477 \cdot 7,62}} = 20,8 \text{ 1/м}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



8. Интенсивность солнечной радиации по формуле (36):

$$i_{0(2)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 58'))}} = 226,79 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(3)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 56'))}} = 310,14 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(5)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 47'))}} = 230,24 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(6)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 41'))}} = 232,05 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(10)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 14'))}} = 240,21 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(11)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 05'))}} = 441,41 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(13)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 48'))}} = 337,80 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(16)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 18'))}} = 256,17 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(17)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 07'))}} = 259,24 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(20)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-20^\circ 32'))}} = 268,59 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(22)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-20^\circ 08'))}} = 274,75 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(25)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-19^\circ 28'))}} = 284,73 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(27)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-19^\circ))}} = 291,48 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(29)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-18^\circ 31'))}} = 298,20 \text{ Вт/м}^2 ;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$i_{0(30)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-18^\circ 16'))}} = 301,64 \text{ Вт/м}^2.$$

9. Расчетная высота газового пространства резервуара по формуле (11):

$$\begin{aligned} H_{\Gamma(2)} &= 11,92 - 9 + \frac{4}{3} = 4,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(3),(16),(17),(30)} &= 11,92 - 4 + \frac{4}{3} = 9,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(5),(6),(13)} &= 11,92 - 3 + \frac{4}{3} = 10,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(10),(20),(29)} &= 11,92 - 10 + \frac{4}{3} = 3,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(11),(27)} &= 11,92 - 7 + \frac{4}{3} = 6,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(22)} &= 11,92 - 8 + \frac{4}{3} = 5,25 \text{ м}; \\ H_{\Gamma(25)} &= 11,92 - 6 + \frac{4}{3} = 7,25 \text{ м}. \end{aligned}$$

10. Площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара, на вертикальную плоскость по формуле (24):

$$\begin{aligned} F_{B(2)} &= 45,6 \cdot 4,25 = 193,8 \text{ м}^2; \\ F_{B(3),(16),(17),(30)} &= 45,6 \cdot 9,25 = 421,8 \text{ м}^2; \\ F_{B(5),(6),(13)} &= 45,6 \cdot 10,25 = 467,4 \text{ м}^2; \\ F_{B(10),(20),(29)} &= 45,6 \cdot 3,25 = 148,2 \text{ м}^2; \\ F_{B(11),(27)} &= 45,6 \cdot 6,25 = 285,0 \text{ м}^2; \\ F_{B(22)} &= 45,6 \cdot 5,25 = 239,4 \text{ м}^2; \\ F_{B(25)} &= 45,6 \cdot 7,25 = 330,6 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

11. Площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, по формуле (35):

$$\begin{aligned} F_{0(2)} &= 193,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 58')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 58')) = 429,25 \text{ м}^2; \\ F_{0(3)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 56')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 56')) = 655,77 \text{ м}^2; \\ F_{0(5)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 47')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 47')) = 704,93 \text{ м}^2; \\ F_{0(6)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 41')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 41')) = 707,57 \text{ м}^2; \\ F_{0(10)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 14')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 14')) = 404,56 \text{ м}^2; \\ F_{0(11)} &= 285 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-22^\circ 05')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-22^\circ 05')) = 543,61 \text{ м}^2; \\ F_{0(13)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-21^\circ 48')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 48')) = 731,26 \text{ м}^2; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$\begin{aligned}
F_{0(16)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-21^\circ 18')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 18')) = 699,69 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(17)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-21^\circ 07')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-21^\circ 07')) = 704,66 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(20)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-20^\circ 32')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-20^\circ 32')) = 451,47 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(22)} &= 239,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-20^\circ 08')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-20^\circ 08')) = 551,84 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(25)} &= 330,6 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-19^\circ 28')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-19^\circ 28')) = 659,13 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(27)} &= 285 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-19^\circ)) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-19^\circ)) = 627,08 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(29)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-18^\circ 31')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-18^\circ 31')) = 506,55 \text{ м}^2 ; \\
F_{0(30)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - (-18^\circ 16')) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - (-18^\circ 16')) = 779,94 \text{ м}^2 .
\end{aligned}$$

12. Площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство по формуле (23):

$$\begin{aligned}
F_{c(2)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 193,8 = 2240,83 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(3),(16),(17),(30)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 421,8 = 2956,75 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(5),(6),(13)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 467,4 = 3099,94 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(10),(20),(29)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 148,2 = 2097,65 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(11),(27)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 285 = 2527,20 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(22)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 239,4 = 2384,02 \text{ м}^2 ; \\
F_{c(25)} &= 1632,3 + 3,14 \cdot 330,6 = 2670,38 \text{ м}^2 .
\end{aligned}$$

13. Количество тепла, получаемого 1м<sup>2</sup> стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации, по формуле (34):

$$\begin{aligned}
q_{(2)} &= 0,5 \cdot \frac{429,25}{2240,83} \cdot 226,79 = 21,72 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(3)} &= 0,5 \cdot \frac{655,77}{2956,75} \cdot 310,14 = 34,39 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(5)} &= 0,5 \cdot \frac{704,93}{3099,94} \cdot 230,24 = 26,18 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(6)} &= 0,5 \cdot \frac{707,57}{3099,94} \cdot 232,05 = 26,48 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(10)} &= 0,5 \cdot \frac{404,56}{2097,65} \cdot 240,21 = 23,16 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(11)} &= 0,5 \cdot \frac{543,61}{2527,2} \cdot 441,41 = 47,47 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(13)} &= 0,5 \cdot \frac{731,26}{3099,94} \cdot 337,80 = 39,84 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(16)} &= 0,5 \cdot \frac{699,69}{2956,75} \cdot 256,17 = 30,31 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(17)} &= 0,5 \cdot \frac{704,66}{2956,75} \cdot 259,24 = 30,89 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(20)} &= 0,5 \cdot \frac{451,47}{2097,65} \cdot 268,59 = 28,90 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(22)} &= 0,5 \cdot \frac{551,84}{2384,02} \cdot 274,75 = 31,80 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(25)} &= 0,5 \cdot \frac{659,13}{2670,38} \cdot 284,73 = 35,14 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(27)} &= 0,5 \cdot \frac{627,08}{2527,2} \cdot 291,48 = 36,16 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(29)} &= 0,5 \cdot \frac{506,55}{2097,65} \cdot 298,20 = 36,01 \text{ Вт/м}^2 ; \\
q_{(30)} &= 0,5 \cdot \frac{779,94}{2956,75} \cdot 301,64 = 39,78 \text{ Вт/м}^2 .
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

14. По формулам (38), (39) с учетом табл. 4 находим величины коэффициентов теплоотдачи:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{p(2)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 21,72 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 21,72^2 = 3,24 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(2)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 254 = 2,47 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bл(2)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 21,72 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 21,72^2 = 2,87 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bл(2)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 254 = 5,70 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bк(2)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 21,72 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 21,72^2 = 2,92 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(2)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 21,72 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 21,72^2 = 1,76 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(3)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 34,39 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 34,39^2 = 3,35 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(3)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 250 = 2,29 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bл(3)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 34,39 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 34,39^2 = 2,97 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bл(3)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 250 = 5,55 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bк(3)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 34,39 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 34,39^2 = 3,11 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(3)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 34,39 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 34,39^2 = 1,80 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(5)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 26,18 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 26,18^2 = 3,28 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(5)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 252 = 2,38 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bл(5)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 26,18 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 26,18^2 = 2,91 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bл(5)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 252 = 5,63 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bк(5)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 26,18 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 26,18^2 = 2,99 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(5)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 26,18 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 26,18^2 = 1,77 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(6)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 26,48 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 26,48^2 = 3,28 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(6)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 260 = 2,74 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bл(6)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 26,48 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 26,48^2 = 2,91 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bл(6)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 260 = 5,93 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bк(6)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 26,48 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 26,48^2 = 2,99 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(6)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 26,48 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 26,48^2 = 1,77 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(10)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 23,16 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 23,16^2 = 3,25 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(10)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 258,5 = 2,68 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bл(10)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 23,16 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 23,16^2 = 2,88 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bл(10)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 258,5 = 5,87 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ;
 \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$\begin{aligned}\alpha_{b\kappa(10)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 23,16 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 23,16^2 = 2,95 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(10)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 23,16 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 23,16^2 = 1,76 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_p(11) &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 47,47 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 47,47^2 = 3,46 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(11)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 247 = 2,15 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\lambda(11)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 47,47 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 47,47^2 = 3,07 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{b\lambda(11)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 247 = 5,44 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\kappa(11)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 47,47 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 47,47^2 = 3,29 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(11)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 47,47 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 47,47^2 = 1,84 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_p(13) &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 39,84 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 39,84^2 = 3,40 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(13)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 250 = 2,29 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\lambda(13)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 39,84 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 39,84^2 = 3,01 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{b\lambda(13)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 250 = 5,55 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\kappa(13)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 39,84 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 39,84^2 = 3,18 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(13)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 39,84 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 39,84^2 = 1,82 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_p(16) &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 30,31 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 30,31^2 = 3,32 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(16)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 263,5 = 2,90 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\lambda(16)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 30,31 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 30,31^2 = 2,94 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{b\lambda(16)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 263,5 = 6,06 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\kappa(16)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 30,31 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 30,31^2 = 3,05 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(16)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 30,31 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 30,31^2 = 1,79 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_p(17) &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 30,89 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 30,89^2 = 3,32 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(17)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 260 = 2,74 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\lambda(17)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 30,89 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 30,89^2 = 2,94 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{b\lambda(17)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 260 = 5,93 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\kappa(17)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 30,89 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 30,89^2 = 3,06 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(17)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 30,89 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 30,89^2 = 1,79 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_p(20) &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 28,90 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 28,90^2 = 3,30 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(20)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 265,5 = 3,00 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{b\lambda(20)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 28,90 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 28,90^2 = 2,93 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ;\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$\begin{aligned}\alpha'_{bл(20)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 265,5 = 6,14 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bк(20)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 28,90 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 28,90^2 = 3,03 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(20)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 28,90 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 28,90^2 = 1,78 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\ \\ \alpha_{p(22)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 31,80 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 31,80^2 = 3,33 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(22)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 266,5 = 3,04 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bл(22)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 31,80 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 31,80^2 = 2,95 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{bл(22)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 266,5 = 6,17 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bк(22)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 31,80 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 31,80^2 = 3,07 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(22)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 31,80 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 31,80^2 = 1,79 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\ \\ \alpha_{p(25)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 35,14 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 35,14^2 = 3,36 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(25)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 260,5 = 2,77 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bл(25)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 35,14 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 35,14^2 = 2,98 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{bл(25)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 260,5 = 5,95 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bк(25)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 35,14 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 35,14^2 = 3,12 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(25)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 35,14 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 35,14^2 = 1,80 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\ \\ \alpha_{p(27)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 36,16 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 36,16^2 = 3,37 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(27)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 254,5 = 2,63 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bл(27)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 36,16 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 36,16^2 = 2,98 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{bл(27)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 254,5 = 5,83 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bк(27)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 36,16 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 36,16^2 = 3,13 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(27)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 36,16 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 36,16^2 = 1,81 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\ \\ \alpha_{p(29)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 36,01 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 36,01^2 = 3,36 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(29)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 251,5 = 2,35 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bл(29)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 36,01 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 36,01^2 = 2,98 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{bл(29)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 251,5 = 5,61 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{bк(29)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 36,01 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 36,01^2 = 3,13 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha_{\varepsilon(29)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 36,01 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 36,01^2 = 1,81 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) . \\ \\ \alpha_{p(30)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 39,78 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 39,78^2 = 3,40 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\ \alpha'_{p(30)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 255 = 2,51 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ;\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$\alpha_{bl(30)} = 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 39,78 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 39,78^2 = 3,01 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{bl(30)} = -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 255 = 5,74 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha_{bk(30)} = 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 39,78 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 39,78^2 = 3,18 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha_{e(30)} = 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 39,78 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 39,78^2 = 1,82 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) .$$

15. Приведенные величины коэффициентов теплоотдачи по формулам (32), (33):

$$\alpha'_{ст.п(2)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2240,83 \cdot 2,33}} = 1,45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(2)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,76} + \frac{5,3+23,1 \cdot 0,192}{23,1 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}}} = 0,88 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(3)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(3)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,8} + \frac{5,3+23,1 \cdot 0,192}{23,1 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}} = 0,77 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(5)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(5)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,77} + \frac{5,3+23 \cdot 0,192}{23 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}} = 0,74 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(6)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(6)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,77} + \frac{5,3+23,1 \cdot 0,191}{23,1 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}} = 0,74 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(10)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(10)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,76} + \frac{5,3+22,8 \cdot 0,191}{22,8 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}} = 0,90 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(11)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2527,2 \cdot 2,33}} = 1,39 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(11)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,84} + \frac{5,3+22,5 \cdot 0,192}{22,5 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}} = 0,84 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(13)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(13)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,82} + \frac{5,3+22,4 \cdot 0,192}{22,4 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}} = 0,74 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(16)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(16)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,79} + \frac{5,3+22,3 \cdot 0,191}{22,3 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}} = 0,75 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(17)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(17)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,79} + \frac{5,3+22,1 \cdot 0,191}{22,1 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}} = 0,75 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(20)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(20)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,78} + \frac{5,3+22 \cdot 0,19}{22 \cdot 0,19 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}} = 0,90 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(22)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2384,02}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2384,02 \cdot 2,33}} = 1,42 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(22)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,79} + \frac{5,3+21,8 \cdot 0,19}{21,8 \cdot 0,19 \cdot \frac{1632,3}{2384,02}}} = 0,84 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{ст.п(25)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2670,38}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2670,38 \cdot 2,33}} = 1,36 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{ст.п(25)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,8} + \frac{5,3+21,3 \cdot 0,191}{21,3 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2670,38}}} = 0,79 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$\alpha'_{\text{ст.п}(27)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2527,2 \cdot 2,33}} = 1,39 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(27)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,81} + \frac{5,3+21,1 \cdot 0,191}{21,1 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}} = 0,81 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(29)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(29)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,81} + \frac{5,3+20,8 \cdot 0,192}{20,8 \cdot 0,192 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}} = 0,89 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(30)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(30)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{1,82} + \frac{5,3+20,8 \cdot 0,191}{20,8 \cdot 0,191 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}} = 0,74 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) .$$

16. Избыточные максимальная и минимальная температуры стенки резервуара, отсчитываемые от средней температуры нефти, по формулам (30), (31):

$$\theta_{\text{ст.мин}}(2) = \frac{(5,7 + 2,44) \cdot (253 - 254)}{5,7 + 2,44 + 1,45 + 2,47 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -0,68 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.макс}}(2) = \frac{21,84 + (2,87 + 2,92) \cdot (255 - 254)}{2,87 + 2,92 + 0,88 + 3,24 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 3,04 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.мин}}(3) = \frac{(5,55 + 2,44) \cdot (249 - 250)}{5,55 + 2,44 + 1,3 + 2,29 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = -0,72 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.макс}}(3) = \frac{34,71 + (2,97 + 3,11) \cdot (251 - 250)}{2,97 + 3,11 + 0,77 + 3,35 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = 4,66 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.мин}}(5) = \frac{(5,63 + 2,44) \cdot (248 - 252)}{5,63 + 2,44 + 1,27 + 2,38 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = -2,92 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.макс}}(5) = \frac{26,47 + (2,91 + 2,99) \cdot (256 - 252)}{2,91 + 2,99 + 0,74 + 3,28 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = 5,95 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.мин}}(6) = \frac{(5,93 + 2,44) \cdot (258 - 260)}{5,93 + 2,44 + 1,27 + 2,74 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = -1,47 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.макс}}(6) = \frac{26,78 + (2,91 + 2,99) \cdot (262 - 260)}{2,91 + 2,99 + 0,74 + 3,28 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = 4,57 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.мин}}(10) = \frac{(5,87 + 2,44) \cdot (254 - 258,5)}{5,87 + 2,44 + 1,49 + 2,68 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = -3,03 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.макс}}(10) = \frac{23,64 + (2,88 + 2,95) \cdot (263 - 258,5)}{2,88 + 2,95 + 0,9 + 3,25 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = 5,33 \text{ К} ;$$

$$\theta_{\text{ст.мин}}(11) = \frac{(5,44 + 2,44) \cdot (246 - 247)}{5,44 + 2,44 + 1,39 + 2,15 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}} = -0,69 \text{ К} ;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



$$\theta_{cm.max (11)} = \frac{48,27 + (3,07 + 3,29) \cdot (248 - 247)}{3,07 + 3,29 + 0,84 + 3,46 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}} = 5,71 K;$$

$$\theta_{cm.min (13)} = \frac{(5,55 + 2,44) \cdot (245 - 250)}{5,55 + 2,44 + 1,27 + 2,29 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = -3,62 K;$$

$$\theta_{cm.max (13)} = \frac{40,53 + (3,01 + 3,18) \cdot (255 - 250)}{3,01 + 3,18 + 0,74 + 3,4 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}} = 8,12 K;$$

$$\theta_{cm.min (16)} = \frac{(6,06 + 2,44) \cdot (262 - 263,5)}{6,06 + 2,44 + 1,3 + 2,9 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = -1,10 K;$$

$$\theta_{cm.max (16)} = \frac{30,88 + (2,94 + 3,05) \cdot (265 - 263,5)}{2,94 + 3,05 + 0,75 + 3,32 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = 4,58 K;$$

$$\theta_{cm.min (17)} = \frac{(5,93 + 2,44) \cdot (259 - 260)}{5,93 + 2,44 + 1,3 + 2,74 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = -0,73 K;$$

$$\theta_{cm.max (17)} = \frac{31,44 + (2,94 + 3,06) \cdot (261 - 260)}{2,94 + 3,06 + 0,75 + 3,32 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = 4,30 K;$$

$$\theta_{cm.min (20)} = \frac{(6,14 + 2,44) \cdot (262 - 265,5)}{6,14 + 2,44 + 1,49 + 3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = -2,38 K;$$

$$\theta_{cm.max (20)} = \frac{29,57 + (2,93 + 3,03) \cdot (269 - 265,5)}{2,93 + 3,03 + 0,9 + 3,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = 5,28 K;$$

$$\theta_{cm.min (22)} = \frac{(6,17 + 2,44) \cdot (265 - 266,5)}{6,17 + 2,44 + 1,42 + 3,04 \cdot \frac{1632,3}{2384,02}} = -1,05 K;$$

$$\theta_{cm.max (22)} = \frac{32,52 + (2,95 + 3,07) \cdot (268 - 266,5)}{2,95 + 3,07 + 0,84 + 3,33 \cdot \frac{1632,3}{2384,02}} = 4,47 K;$$

$$\theta_{cm.min (25)} = \frac{(5,95 + 2,44) \cdot (256 - 260,5)}{5,95 + 2,44 + 1,36 + 2,77 \cdot \frac{1632,3}{2670,38}} = -3,20 K;$$

$$\theta_{cm.max (25)} = \frac{35,88 + (2,98 + 3,12) \cdot (265 - 260,5)}{2,98 + 3,12 + 0,79 + 3,36 \cdot \frac{1632,3}{2670,38}} = 7,00 K;$$

$$\theta_{cm.min (27)} = \frac{(5,83 + 2,44) \cdot (253 - 254,5)}{5,83 + 2,44 + 1,39 + 2,63 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}} = -3,15 K;$$

$$\theta_{cm.max (27)} = \frac{36,96 + (2,98 + 3,13) \cdot (262 - 254,5)}{2,98 + 3,13 + 0,81 + 3,37 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}} = 7,00 K;$$

$$\theta_{cm.min (29)} = \frac{(5,61 + 2,44) \cdot (249 - 251,5)}{5,61 + 2,44 + 1,49 + 2,35 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = -1,65 K;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$\theta_{cm.max (29)} = \frac{36,91 + (2,98 + 3,13) \cdot (254 - 251,5)}{2,98 + 3,13 + 0,89 + 3,36 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}} = 5,33 \text{ K};$$

$$\theta_{cm.min (30)} = \frac{(5,74 + 2,44) \cdot (254 - 255)}{5,74 + 2,44 + 1,3 + 2,51 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = -0,72 \text{ K};$$

$$\theta_{cm.max (30)} = \frac{40,58 + (3,01 + 3,18) \cdot (256 - 255)}{3,01 + 3,18 + 0,74 + 3,4 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}} = 5,22 \text{ K}.$$

17. Избыточные температуры ГП, отсчитываемые от средней температуры нефти, по формулам (21), (22):

$$\theta_{r.min (2)} = \frac{-0,68}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,26 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (2)} = \frac{3,04}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{1,76} \cdot \frac{23,1 \cdot 0,192}{(5,3 + 23,1 \cdot 0,192)}} = 1,52 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (3)} = \frac{-0,72}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,32 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (3)} = \frac{4,66}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{1,8} \cdot \frac{23,1 \cdot 0,192}{(5,3 + 23,1 \cdot 0,192)}} = 2,68 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (5)} = \frac{-2,92}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,33 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (5)} = \frac{5,95}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{1,77} \cdot \frac{23 \cdot 0,192}{(5,3 + 23 \cdot 0,192)}} = 3,47 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (6)} = \frac{-1,47}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,67 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (6)} = \frac{4,57}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{1,77} \cdot \frac{23,1 \cdot 0,191}{(5,3 + 23,1 \cdot 0,191)}} = 2,67 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (10)} = \frac{-3,03}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,09 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (10)} = \frac{5,33}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{1,76} \cdot \frac{22,8 \cdot 0,191}{(5,3 + 22,8 \cdot 0,191)}} = 2,59 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (11)} = \frac{-0,69}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,28 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (11)} = \frac{5,71}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{1,84} \cdot \frac{22,5 \cdot 0,192}{(5,3 + 22,5 \cdot 0,192)}} = 3,11 \text{ K};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$\theta_{r.min (13)} = \frac{-3,62}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,65 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (13)} = \frac{8,12}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{1,82} \cdot \frac{22,4 \cdot 0,192}{(5,3 + 22,4 \cdot 0,192)}} = 4,81 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (16)} = \frac{-1,1}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,49 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (16)} = \frac{4,58}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{1,79} \cdot \frac{22,3 \cdot 0,191}{(5,3 + 22,3 \cdot 0,191)}} = 2,65 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (17)} = \frac{-0,73}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,32 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (17)} = \frac{4,30}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{1,79} \cdot \frac{22,1 \cdot 0,191}{(5,3 + 22,1 \cdot 0,191)}} = 2,49 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (20)} = \frac{-2,38}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,86 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (20)} = \frac{5,28}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{1,78} \cdot \frac{22 \cdot 0,19}{(5,3 + 22 \cdot 0,19)}} = 2,61 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (22)} = \frac{-1,05}{1 + \frac{1632,3}{2384,02} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,41 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (22)} = \frac{4,47}{1 + \frac{1632,3}{2384,02} \cdot \frac{5,3}{1,79} \cdot \frac{21,8 \cdot 0,19}{(5,3 + 21,8 \cdot 0,19)}} = 2,37 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (25)} = \frac{-3,2}{1 + \frac{1632,3}{2670,38} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,34 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (25)} = \frac{7}{1 + \frac{1632,3}{2670,38} \cdot \frac{5,3}{1,8} \cdot \frac{21,3 \cdot 0,191}{(5,3 + 21,3 \cdot 0,191)}} = 3,93 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (27)} = \frac{-3,15}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,27 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (27)} = \frac{7}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{1,81} \cdot \frac{21,1 \cdot 0,191}{(5,3 + 21,1 \cdot 0,191)}} = 3,85 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (29)} = \frac{-1,66}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,60 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (29)} = \frac{5,33}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{1,81} \cdot \frac{20,8 \cdot 0,192}{(5,3 + 20,8 \cdot 0,192)}} = 2,69 \text{ K};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\theta_{r.min(30)} = \frac{-0,72}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,32 \text{ К};$$

$$\theta_{r.max(30)} = \frac{5,22}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{1,82} \cdot \frac{20,8 \cdot 0,191}{(5,3 + 20,8 \cdot 0,191)}} = 3,09 \text{ К}.$$

18. Минимальная и максимальная температуры ГП резервуара по формулам (19), (20):

$$\begin{aligned} T_{r.min(2)} &= 254 - 0,26 = 253,74 \text{ К}; & T_{r.min(3)} &= 250 - 0,32 = 249,68 \text{ К}; \\ T_{r.max(2)} &= 254 + 1,52 = 255,52 \text{ К}; & T_{r.max(3)} &= 250 + 2,68 = 252,68 \text{ К}; \\ T_{r.min(5)} &= 252 - 1,33 = 250,67 \text{ К}; & T_{r.min(6)} &= 260 - 0,67 = 259,33 \text{ К}; \\ T_{r.max(5)} &= 252 + 3,47 = 255,47 \text{ К}; & T_{r.max(6)} &= 260 + 2,67 = 262,67 \text{ К}; \\ T_{r.min(10)} &= 258,5 - 1,09 = 257,41 \text{ К}; & T_{r.min(11)} &= 247 - 0,28 = 246,72 \text{ К}; \\ T_{r.max(10)} &= 258,5 + 2,59 = 261,09 \text{ К}; & T_{r.max(11)} &= 247 + 3,11 = 250,11 \text{ К}; \\ T_{r.min(13)} &= 250 - 1,65 = 248,35 \text{ К}; & T_{r.min(16)} &= 263,5 - 0,49 = 263,01 \text{ К}; \\ T_{r.max(13)} &= 250 + 4,81 = 254,81 \text{ К}; & T_{r.max(16)} &= 263,5 + 2,65 = 266,15 \text{ К}; \\ T_{r.min(17)} &= 260 - 0,32 = 259,68 \text{ К}; & T_{r.min(20)} &= 265,5 - 0,86 = 264,64 \text{ К}; \\ T_{r.max(17)} &= 260 + 2,49 = 262,49 \text{ К}; & T_{r.max(20)} &= 265,5 + 2,61 = 268,11 \text{ К}; \\ T_{r.min(22)} &= 266,5 - 0,41 = 266,09 \text{ К}; & T_{r.min(25)} &= 260,5 - 1,34 = 259,16 \text{ К}; \\ T_{r.max(22)} &= 266,5 + 2,37 = 268,87 \text{ К}; & T_{r.max(25)} &= 260,5 + 3,93 = 264,43 \text{ К}; \\ T_{r.min(27)} &= 257,5 - 1,27 = 256,23 \text{ К}; & T_{r.min(29)} &= 251,5 - 0,6 = 250,9 \text{ К}; \\ T_{r.max(27)} &= 257,5 + 3,85 = 261,35 \text{ К}; & T_{r.max(29)} &= 251,5 + 2,69 = 254,19 \text{ К}; \end{aligned}$$

$$T_{r.min(30)} = 255 - 0,32 = 254,68 \text{ К};$$

$$T_{r.max(30)} = 255 + 3,09 = 258,09 \text{ К}.$$

19. Объемы жидкой и паровой фаз в резервуаре по формулам (5), (7):

$$\begin{aligned} V_{ж(2)} &= 1632,3 \cdot 9 = 14690,7 \text{ м}^3; \\ V_{п(2)} &= 19450 - 14690,7 = 4759,3 \text{ м}^3; \\ V_{ж(3),(16),(17),(30)} &= 1632,3 \cdot 4 = 6529,2 \text{ м}^3; \\ V_{п(3),(16),(17),(30)} &= 19450 - 6529,2 = 12920,8 \text{ м}^3; \\ V_{ж(5),(6),(13)} &= 1632,3 \cdot 3 = 4896,9 \text{ м}^3; \\ V_{п(5),(6),(13)} &= 19450 - 4896,9 = 14553,1 \text{ м}^3; \\ V_{ж(10),(20),(29)} &= 1632,3 \cdot 10 = 16323 \text{ м}^3; \\ V_{п(10),(20),(29)} &= 19450 - 16323 = 3127 \text{ м}^3; \\ V_{ж(11),(27)} &= 1632,3 \cdot 7 = 11426,1 \text{ м}^3; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$V_{\Pi(11),(27)} = 19450 - 11426,1 = 8023,9 \text{ м}^3 ;$$

$$V_{\text{ж}(22)} = 1632,3 \cdot 8 = 13058,4 \text{ м}^3 ;$$

$$V_{\Pi(22)} = 19450 - 13058,4 = 6391,6 \text{ м}^3 ;$$

$$V_{\text{ж}(25)} = 1632,3 \cdot 6 = 9793,8 \text{ м}^3 ;$$

$$V_{\Pi(25)} = 19450 - 9793,8 = 9656,2 \text{ м}^3 .$$

20. Соотношение фаз и величина функции  $F(V_{\Pi}/V_{\text{ж}})$ :

$$\frac{V_{\Pi(2)}}{V_{\text{ж}(2)}} = \frac{4759,3}{14690,7} = 0,324 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(3),(16),(17),(30)}}{V_{\text{ж}(3),(16),(17),(30)}} = \frac{12920,8}{6529,2} = 1,979 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(5),(6),(13)}}{V_{\text{ж}(5),(6),(13)}} = \frac{14553,1}{4896,9} = 2,972 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(10),(20),(29)}}{V_{\text{ж}(10),(20),(29)}} = \frac{3127}{16323} = 0,192 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(11),(27)}}{V_{\text{ж}(11),(27)}} = \frac{8023,9}{11426,1} = 0,702 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(22)}}{V_{\text{ж}(22)}} = \frac{6391,6}{13058,4} = 0,489 ;$$

$$\frac{V_{\Pi(25)}}{V_{\text{ж}(25)}} = \frac{9656,2}{9793,8} = 0,986 .$$

Так как  $V_{\Pi}/V_{\text{ж}} < 4$ , то согласно табл. 2:

$$F(V_{\Pi(2)}/V_{\text{ж}(2)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,324^{0,5} = 1,50 ;$$

$$F(V_{\Pi(3),(16),(17),(30)}/V_{\text{ж}(3),(16),(17),(30)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 1,979^{0,5} = 1,21 ;$$

$$F(V_{\Pi(5),(6),(13)}/V_{\text{ж}(5),(6),(13)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 2,972^{0,5} = 1,10 ;$$

$$F(V_{\Pi(10),(20),(29)}/V_{\text{ж}(10),(20),(29)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,192^{0,5} = 1,55 ;$$

$$F(V_{\Pi(11),(27)}/V_{\text{ж}(11),(27)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,702^{0,5} = 1,41 ;$$

$$F(V_{\Pi(22)}/V_{\text{ж}(22)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,489^{0,5} = 1,46 ;$$

$$F(V_{\Pi(25)}/V_{\text{ж}(25)}) = 1,70 - 0,35 \cdot 0,986^{0,5} = 1,35 .$$

21. Давление насыщенных паров нефти при средней температуре в ГП резервуара по формуле (9):

$$P_{smin(2)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-254)} \cdot 1,5 = 19366 \text{ Па} ;$$

$$P_{smin(3)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-250)} \cdot 1,21 = 14135 \text{ Па} ;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$\begin{aligned}
P_{smin(5)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-252)} \cdot 1,1 = 13509 \text{ Па}; \\
P_{smin(6)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-260)} \cdot 1,1 = 16500 \text{ Па}; \\
P_{smin(10)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-258,5)} \cdot 1,55 = 22394 \text{ Па}; \\
P_{smin(11)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-247)} \cdot 1,41 = 15281 \text{ Па}; \\
P_{smin(13)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-250)} \cdot 1,1 = 12850 \text{ Па}; \\
P_{smin(16)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-263,5)} \cdot 1,21 = 19809 \text{ Па}; \\
P_{smin(17)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-260)} \cdot 1,21 = 18150 \text{ Па}; \\
P_{smin(20)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-265,5)} \cdot 1,55 = 26677 \text{ Па}; \\
P_{smin(22)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-266,5)} \cdot 1,46 = 25764 \text{ Па}; \\
P_{smin(25)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-260,5)} \cdot 1,35 = 20505 \text{ Па}; \\
P_{smin(27)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-257,5)} \cdot 1,41 = 19868 \text{ Па}; \\
P_{smin(29)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-251,5)} \cdot 1,55 = 18799 \text{ Па}; \\
P_{smin(30)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-255)} \cdot 1,21 = 16017 \text{ Па}.
\end{aligned}$$

22. Температурный напор по формуле (42):

$$\begin{aligned}
\theta_{(2)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 58') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 58') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 58') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,75 \text{ К}; \\
\theta_{(3)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 56') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 56') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 56') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,75 \text{ К}; \\
\theta_{(5)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 47') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 47') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 47') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,76 \text{ К}; \\
\theta_{(6)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 41') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 41') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 41') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,77 \text{ К}; \\
\theta_{(10)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 14') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 14') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 14') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,79 \text{ К}; \\
\theta_{(11)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 05') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 22^\circ 05') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 22^\circ 05') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,80 \text{ К}; \\
\theta_{(13)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 48') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 48') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 21^\circ 48') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,82 \text{ К}; \\
\theta_{(16)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 18') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 18') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 21^\circ 18') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,85 \text{ К}; \\
\theta_{(17)} &= 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 07') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 21^\circ 07') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 21^\circ 07') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,86 \text{ К};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$\theta_{(20)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 20^\circ 32') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 20^\circ 32') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 20^\circ 32') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,90 \text{ K};$$

$$\theta_{(22)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 20^\circ 08') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 20^\circ 08') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 20^\circ 08') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,93 \text{ K};$$

$$\theta_{(25)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 19^\circ 28') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 19^\circ 28') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 19^\circ 28') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 5,97 \text{ K};$$

$$\theta_{(27)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 19^\circ) - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 19^\circ) + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 19^\circ) \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 6,01 \text{ K};$$

$$\theta_{(29)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 18^\circ 31') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 18^\circ 31') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 18^\circ 31') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 6,04 \text{ K};$$

$$\theta_{(30)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' + 18^\circ 16') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' + 18^\circ 16') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' + 18^\circ 16') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 6,06 \text{ K}.$$

23. Почасовой рост парциального давления паров нефти в ГП по формуле (41):

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(2)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,75^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (254 \cdot 4,25)^{0,25}} = 91,53 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(3)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,75^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (250 \cdot 9,25)^{0,25}} = 75,69 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(5)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,76^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (252 \cdot 10,25)^{0,25}} = 73,76 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(6)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,77^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (260 \cdot 10,25)^{0,25}} = 73,27 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(10)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,79^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (258,5 \cdot 3,25)^{0,25}} = 98,34 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(11)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,8^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (247 \cdot 6,25)^{0,25}} = 84,62 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(13)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,82^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (250 \cdot 10,25)^{0,25}} = 74,83 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(16)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,85^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (263,5 \cdot 9,25)^{0,25}} = 76,27 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(17)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,86^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (260 \cdot 6,25)^{0,25}} = 76,72 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(20)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,9^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (265,5 \cdot 3,25)^{0,25}} = 99,93 \text{ Па/ч};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(22)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,93^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (266,5 \cdot 5,25)^{0,25}} = 89,05 \text{ Па/ч} ;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(25)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 5,97^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (260,5 \cdot 7,25)^{0,25}} = 83,42 \text{ Па/ч} ;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(27)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 6,01^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (254,5 \cdot 6,25)^{0,25}} = 87,43 \text{ Па/ч} ;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(29)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 6,04^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (251,5 \cdot 3,25)^{0,25}} = 104,32 \text{ Па/ч} ;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(30)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 6,06^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (255 \cdot 9,25)^{0,25}} = 80,36 \text{ Па/ч} .$$

24. Продолжительность роста парциального давления в ГП по формуле (43):

$$\tau_{(2)} = 0,5 \cdot 6,12 + 3 = 6,06 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(3)} = 0,5 \cdot 6,13 + 3 = 6,07 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(5)} = 0,5 \cdot 6,18 + 3 = 6,09 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(6)} = 0,5 \cdot 6,22 + 3 = 6,11 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(10)} = 0,5 \cdot 6,37 + 3 = 6,19 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(11)} = 0,5 \cdot 6,42 + 3 = 6,21 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(13)} = 0,5 \cdot 6,52 + 3 = 6,26 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(16)} = 0,5 \cdot 6,69 + 3 = 6,35 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(17)} = 0,5 \cdot 6,75 + 3 = 6,38 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(20)} = 0,5 \cdot 6,93 + 3 = 6,47 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(22)} = 0,5 \cdot 7,06 + 3 = 6,53 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(25)} = 0,5 \cdot 7,27 + 3 = 6,64 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(27)} = 0,5 \cdot 7,40 + 3 = 6,70 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(29)} = 0,5 \cdot 7,55 + 3 = 6,78 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(30)} = 0,5 \cdot 7,62 + 3 = 6,81 \text{ ч} .$$

25. Максимальное парциальное давление паров в ГП резервуара по формуле (40):

$$P_{\max (2)} = 19366 + 91,53 \cdot 6,06 = 19920 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (3)} = 14135 + 75,69 \cdot 6,07 = 14594 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (5)} = 13509 + 73,76 \cdot 6,09 = 13958 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (6)} = 16500 + 73,27 \cdot 6,11 = 16948 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (10)} = 22394 + 98,34 \cdot 6,19 = 23002 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (11)} = 15281 + 84,62 \cdot 6,21 = 15807 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (13)} = 12850 + 74,83 \cdot 6,26 = 13318 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (16)} = 19809 + 76,27 \cdot 6,35 = 20293 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (17)} = 18150 + 76,72 \cdot 6,38 = 18639 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (20)} = 26677 + 99,93 \cdot 6,47 = 27323 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (22)} = 25764 + 89,05 \cdot 6,53 = 26345 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (25)} = 20505 + 83,42 \cdot 6,64 = 21058 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (27)} = 19868 + 87,43 \cdot 6,70 = 20454 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (29)} = 18799 + 104,32 \cdot 6,78 = 19506 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (30)} = 16017 + 80,36 \cdot 6,81 = 16564 \text{ Па} .$$

26. Среднее массовое содержание паров нефти в ПВС по формуле (18):

$$\sigma_{(2)} = \frac{(19920+19366) \cdot 53,39}{8314 \cdot (255,52+253,74)} = 0,50 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(3)} = \frac{(14594+14135) \cdot 53,39}{8314 \cdot (252,68+249,68)} = 0,37 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(5)} = \frac{(13958+13509) \cdot 53,39}{8314 \cdot (255,47+250,67)} = 0,35 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(6)} = \frac{(16948+16500) \cdot 53,39}{8314 \cdot (262,67+259,33)} = 0,41 \text{ кг/м}^3 ;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



$$\begin{aligned}\sigma_{(10)} &= \frac{(23002+22394) \cdot 53,39}{8314 \cdot (261,09+257,41)} = 0,56 \text{ кг/м}^3 ; & \sigma_{(11)} &= \frac{(15807+15281) \cdot 53,39}{8314 \cdot (250,11+246,72)} = 0,40 \text{ кг/м}^3 ; \\ \sigma_{(13)} &= \frac{(13318+12850) \cdot 53,39}{8314 \cdot (254,81+248,35)} = 0,33 \text{ кг/м}^3 ; & \sigma_{(16)} &= \frac{(20293+19809) \cdot 53,39}{8314 \cdot (266,15+263,01)} = 0,49 \text{ кг/м}^3 ; \\ \sigma_{(17)} &= \frac{(18639+18150) \cdot 53,39}{8314 \cdot (262,49+259,68)} = 0,45 \text{ кг/м}^3 ; & \sigma_{(20)} &= \frac{(27323+26677) \cdot 53,39}{8314 \cdot (268,11+264,64)} = 0,65 \text{ кг/м}^3 ; \\ \sigma_{(22)} &= \frac{(26345+25764) \cdot 53,39}{8314 \cdot (268,87+266,09)} = 0,63 \text{ кг/м}^3 ; & \sigma_{(25)} &= \frac{(21058+20505) \cdot 53,39}{8314 \cdot (264,43+259,16)} = 0,51 \text{ кг/м}^3 ; \\ \sigma_{(27)} &= \frac{(20454+19868) \cdot 53,39}{8314 \cdot (261,35+256,23)} = 0,50 \text{ кг/м}^3 ; & \sigma_{(29)} &= \frac{(19506+18799) \cdot 53,39}{8314 \cdot (254,19+250,9)} = 0,49 \text{ кг/м}^3 ; \\ \sigma_{(30)} &= \frac{(16564 + 16017) \cdot 53,39}{8314 \cdot (258,09 + 254,68)} = 0,41 \text{ кг/м}^3 .\end{aligned}$$

27. Потери нефти от «малого дыхания» по формуле (17):

$$\begin{aligned}G_{м.д.(2)} &= 0,50 \cdot 4759,3 \cdot \ln \left[ \frac{(101992 - 200 - 19366)}{(101992 + 2000 - 19920)} \cdot \frac{255,52}{253,74} \right] = -30,14 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(3)} &= 0,37 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(102392 - 200 - 14135)}{(102392 + 2000 - 14594)} \cdot \frac{252,68}{249,68} \right] = -36,34 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(5)} &= 0,35 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(101458 - 200 - 13509)}{(101458 + 2000 - 13958)} \cdot \frac{255,47}{250,67} \right] = -4,08 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(6)} &= 0,41 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(102258 - 200 - 16500)}{(102258 + 2000 - 16948)} \cdot \frac{262,67}{259,33} \right] = -44,81 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(10)} &= 0,56 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(100258 - 200 - 22394)}{(100258 + 2000 - 23002)} \cdot \frac{261,09}{257,41} \right] = -10,66 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(11)} &= 0,40 \cdot 8023,9 \cdot \ln \left[ \frac{(101458 - 200 - 15281)}{(101458 + 2000 - 15807)} \cdot \frac{250,11}{246,72} \right] = -18,19 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(13)} &= 0,33 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(102392 - 200 - 12850)}{(102392 + 2000 - 13318)} \cdot \frac{254,81}{248,35} \right] = 31,45 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(16)} &= 0,49 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(100525 - 200 - 19809)}{(100525 + 2000 - 20293)} \cdot \frac{266,15}{263,01} \right] = -58,06 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(17)} &= 0,45 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(101458 - 200 - 18150)}{(101458 + 2000 - 18639)} \cdot \frac{262,49}{259,68} \right] = -56,16 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(20)} &= 0,65 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(100392 - 200 - 26677)}{(100392 + 2000 - 27323)} \cdot \frac{268,11}{264,64} \right] = -16,06 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(22)} &= 0,63 \cdot 6391,6 \cdot \ln \left[ \frac{(100925 - 200 - 25764)}{(100925 + 2000 - 26345)} \cdot \frac{268,87}{266,09} \right] = -43,90 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(25)} &= 0,51 \cdot 9656,2 \cdot \ln \left[ \frac{(101058 - 200 - 20505)}{(101058 + 2000 - 21058)} \cdot \frac{264,43}{259,16} \right] = -0,76 \text{ кг} ; \\ G_{м.д.(27)} &= 0,50 \cdot 8023,9 \cdot \ln \left[ \frac{(100258 - 200 - 19868)}{(100258 + 2000 - 20454)} \cdot \frac{261,35}{256,23} \right] = -0,58 \text{ кг} ;\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$G_{м.д.(29)} = 0,49 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(102258 - 200 - 18799)}{(102258 + 2000 - 19506)} \cdot \frac{254,19}{250,90} \right] = -7,25 \text{ кг};$$

$$G_{м.д.(30)} = 0,41 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(100925 - 200 - 16017)}{(100925 + 2000 - 16564)} \cdot \frac{258,09}{254,68} \right] = -31,77 \text{ кг}.$$

Таким образом, там, где потери от малых дыханий получились отрицательными, будем считать, что данных потерь нет, и примем их равными нулю.

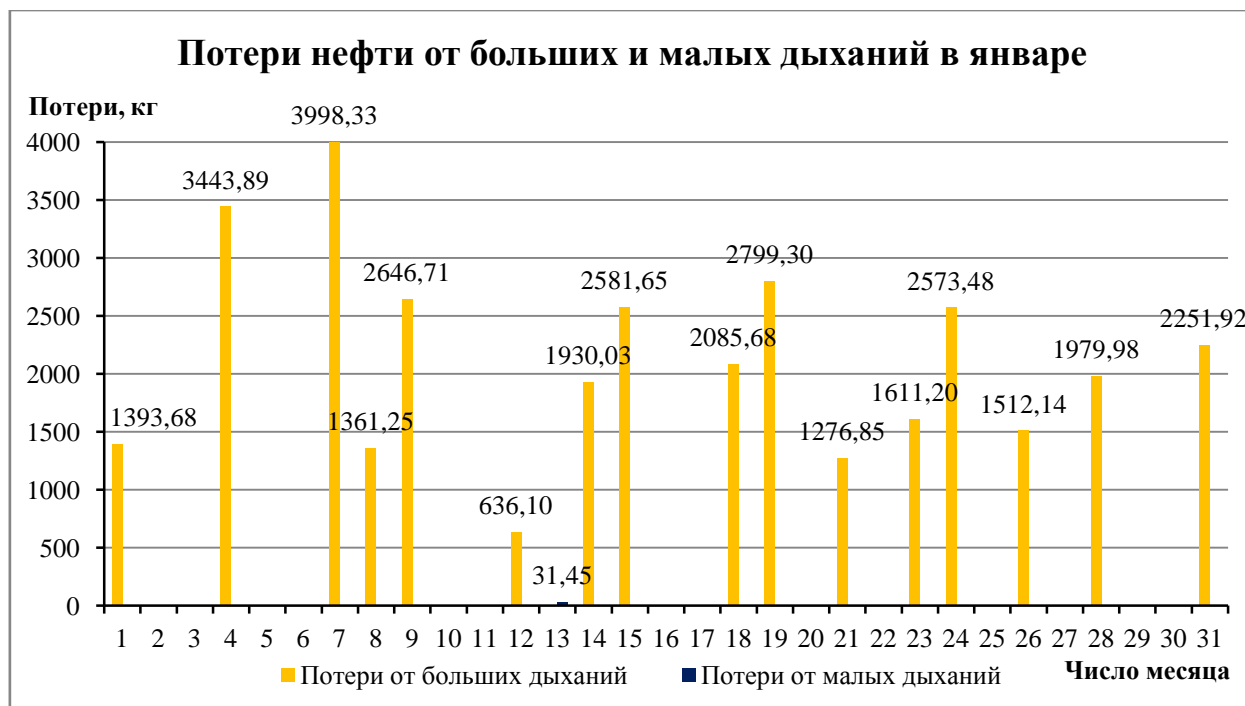


Рис. 14 – Потери нефти от больших и малых дыханий в январе

### Пример 2.

#### 1) Расчет потерь нефти от «больших дыханий»

1. Площадь «зеркала» и молярная масса паров нефти остаются неизменными ( $F_H = 1632,3 \text{ м}^3$ ,  $M_y = 53,39 \text{ кг/кмоль}$ ).

2. Средняя температура воздуха:

$$T_{в.ср(1)} = 0,5 \cdot (284 + 292) = 288 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(2)} = 0,5 \cdot (287 + 300) = 293,5 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(3)} = 0,5 \cdot (290 + 301) = 295,5 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(4)} = 0,5 \cdot (290 + 297) = 293,5 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(5)} = 0,5 \cdot (291 + 297) = 294 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(6)} = 0,5 \cdot (289 + 298) = 293,5 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(7)} = 0,5 \cdot (289 + 300) = 294,5 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(8)} = 0,5 \cdot (288 + 296) = 292 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(9)} = 0,5 \cdot (288 + 298) = 293 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(10)} = 0,5 \cdot (287 + 293) = 290 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(11)} = 0,5 \cdot (285 + 295) = 290 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(12)} = 0,5 \cdot (287 + 297) = 292 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(13)} = 0,5 \cdot (287 + 299) = 293 \text{ К};$$

$$T_{в.ср(14)} = 0,5 \cdot (290 + 298) = 294 \text{ К};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$\begin{aligned}
T_{\text{в.ср}(15)} &= 0,5 \cdot (287 + 296) = 291,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(16)} &= 0,5 \cdot (288 + 293) = 290,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(17)} &= 0,5 \cdot (288 + 293) = 290,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(18)} &= 0,5 \cdot (287 + 296) = 291,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(19)} &= 0,5 \cdot (289 + 298) = 293,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(20)} &= 0,5 \cdot (291 + 297) = 294 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(21)} &= 0,5 \cdot (285 + 293) = 289 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(22)} &= 0,5 \cdot (283 + 291) = 287 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(23)} &= 0,5 \cdot (285 + 293) = 289 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(24)} &= 0,5 \cdot (286 + 295) = 290,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(25)} &= 0,5 \cdot (286 + 295) = 290,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(26)} &= 0,5 \cdot (286 + 293) = 289,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(27)} &= 0,5 \cdot (286 + 295) = 290,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(28)} &= 0,5 \cdot (287 + 297) = 292 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(29)} &= 0,5 \cdot (289 + 300) = 294,5 \text{ К}; & T_{\text{в.ср}(30)} &= 0,5 \cdot (290 + 301) = 295,5 \text{ К}; \\
T_{\text{в.ср}(31)} &= 0,5 \cdot (290 + 298) = 294 \text{ К}.
\end{aligned}$$

Принимаем, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха.

Далее будем рассчитывать только те дни, когда производилась закачка нефти.

### 3. Плотность паров нефти по формуле (3):

$$\begin{aligned}
\rho_{y(1)} &= \frac{100125 \cdot 53,39}{8314 \cdot 288} = 2,23 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(4)} &= \frac{99459 \cdot 53,39}{8314 \cdot 293,5} = 2,18 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(7)} &= \frac{98525 \cdot 53,39}{8314 \cdot 294,5} = 2,15 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(8)} &= \frac{99459 \cdot 53,39}{8314 \cdot 292} = 2,19 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(9)} &= \frac{99058 \cdot 53,39}{8314 \cdot 293} = 2,17 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(12)} &= \frac{100525 \cdot 53,39}{8314 \cdot 292} = 2,21 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(14)} &= \frac{99992 \cdot 53,39}{8314 \cdot 294} = 2,18 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(15)} &= \frac{99859 \cdot 53,39}{8314 \cdot 291,5} = 2,20 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(18)} &= \frac{99058 \cdot 53,39}{8314 \cdot 291,5} = 2,18 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(19)} &= \frac{99192 \cdot 53,39}{8314 \cdot 293,5} = 2,17 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(21)} &= \frac{99459 \cdot 53,39}{8314 \cdot 289} = 2,21 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(23)} &= \frac{98925 \cdot 53,39}{8314 \cdot 289} = 2,20 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(24)} &= \frac{98792 \cdot 53,39}{8314 \cdot 290,5} = 2,18 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(26)} &= \frac{99058 \cdot 53,39}{8314 \cdot 289,5} = 2,20 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{y(28)} &= \frac{99459 \cdot 53,39}{8314 \cdot 292} = 2,19 \text{ кг/м}^3; & \rho_{y(31)} &= \frac{99325 \cdot 53,39}{8314 \cdot 294} = 2,17 \text{ кг/м}^3.
\end{aligned}$$

### 4. Абсолютные давления срабатывания клапанов вакуума и давления НДКМ-350:

$$\begin{aligned}
P_{1(1)} &= P_{a(1)} = 100125 \text{ Па}; & P_{1(4)} &= P_{a(4)} = 99459 \text{ Па}; \\
P_{2(1)} &= 100125 + 2000 = 102125 \text{ Па}; & P_{2(4)} &= 99459 + 2000 = 101459 \text{ Па}; \\
P_{1(7)} &= P_{a(7)} = 98525 \text{ Па}; & P_{1(8)} &= P_{a(8)} = 99459 \text{ Па}; \\
P_{2(7)} &= 98525 + 2000 = 100525 \text{ Па}; & P_{2(8)} &= 99459 + 2000 = 101459 \text{ Па}; \\
P_{1(9)} &= P_{a(9)} = 99058 \text{ Па}; & P_{1(12)} &= P_{a(12)} = 100525 \text{ Па};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$\begin{aligned}
P_{2(9)} &= 99058 + 2000 = 101058 \text{ Па}; & P_{2(12)} &= 100525 + 2000 = 102525 \text{ Па}; \\
P_{1(14)} &= P_{a(14)} = 99992 \text{ Па}; & P_{1(15)} &= P_{a(15)} = 99859 \text{ Па}; \\
P_{2(14)} &= 99992 + 2000 = 101992 \text{ Па}; & P_{2(15)} &= 99859 + 2000 = 101859 \text{ Па}; \\
P_{1(18)} &= P_{a(18)} = 99058 \text{ Па}; & P_{1(19)} &= P_{a(19)} = 99192 \text{ Па}; \\
P_{2(18)} &= 99058 + 2000 = 101058 \text{ Па}; & P_{2(19)} &= 99192 + 2000 = 101192 \text{ Па}; \\
P_{1(21)} &= P_{a(21)} = 99459 \text{ Па}; & P_{1(23)} &= P_{a(23)} = 98925 \text{ Па}; \\
P_{2(21)} &= 99459 + 2000 = 101459 \text{ Па}; & P_{2(23)} &= 98925 + 2000 = 100925 \text{ Па}; \\
P_{1(24)} &= P_{a(24)} = 98792 \text{ Па}; & P_{1(26)} &= P_{a(26)} = 99058 \text{ Па}; \\
P_{2(24)} &= 98792 + 2000 = 100792 \text{ Па}; & P_{2(26)} &= 99058 + 2000 = 101058 \text{ Па}; \\
P_{1(28)} &= P_{a(28)} = 99459 \text{ Па}; & P_{1(31)} &= P_{a(31)} = 99325 \text{ Па}; \\
P_{2(28)} &= 99459 + 2000 = 101459 \text{ Па}; & P_{2(31)} &= 99325 + 2000 = 101325 \text{ Па}.
\end{aligned}$$

5. Продолжительность откачки и закачки нефти, время простоя за сутки, объем закачиваемой нефти, объем жидкой и паровой фаз в резервуаре на момент начала закачки, соотношение фаз и величина функции  $F(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})$  остаются неизменными.

6. Давление насыщенных паров нефти при средней температуре в ГП резервуара по формуле (9):

$$\begin{aligned}
P_{s(1)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-288)} \cdot 1,29 = 38917 \text{ Па}; \\
P_{s(4)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293,5)} \cdot 1,21 = 41855 \text{ Па}; \\
P_{s(7)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294,5)} \cdot 1,1 = 38970 \text{ Па}; \\
P_{s(8)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-292)} \cdot 1,29 = 43010 \text{ Па}; \\
P_{s(9)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293)} \cdot 1,35 = 46292 \text{ Па}; \\
P_{s(12)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-292)} \cdot 1,41 = 46960 \text{ Па}; \\
P_{s(14)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294)} \cdot 1,1 = 38485 \text{ Па}; \\
P_{s(15)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-291,5)} \cdot 1,35 = 44588 \text{ Па}; \\
P_{s(18)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-291,5)} \cdot 1,21 = 39814 \text{ Па}; \\
P_{s(19)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293,5)} \cdot 1,41 = 48754 \text{ Па}; \\
P_{s(21)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-289)} \cdot 1,29 = 39902 \text{ Па}; \\
P_{s(23)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-289)} \cdot 1,1 = 33963 \text{ Па}; \\
P_{s(24)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290,5)} \cdot 1,41 = 45231 \text{ Па}; \\
P_{s(26)} &= 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-289,5)} \cdot 1,21 = 37872 \text{ Па};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$P_{s(28)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-292)} \cdot 1,41 = 46960 \text{ Па};$$

$$P_{s(31)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294)} \cdot 1,1 = 38485 \text{ Па}.$$

7. Высота ГП резервуара до откачки  $H_{Г1}$  и после откачки  $H_{Г2}$  нефти, скорость струи воздуха в монтажном патрубке дыхательного клапана и прирост относительной концентрации в ГП при опорожнении резервуара также остаются неизменными.

8. Прирост средней относительной концентрации за время простоя резервуара и его заполнения в зависимости от облачности по формуле (14):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta C_2}{C_s(1)} &= 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot 12,03^{1,305} = 0,014; & \frac{\Delta C_2}{C_s(4)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 14,21^{1,429} = 0,040; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(7)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 14,21^{1,429} = 0,040; & \frac{\Delta C_2}{C_s(8)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 14,75^{1,429} = 0,042; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(9)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 15,29^{1,429} = 0,045; & \frac{\Delta C_2}{C_s(12)} &= 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 22,37^{1,462} = 0,245; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(14)} &= 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 19,1^{1,462} = 0,195; & \frac{\Delta C_2}{C_s(15)} &= 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 19,1^{1,462} = 0,195; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(18)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1,429} = 0,061; & \frac{\Delta C_2}{C_s(19)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1,429} = 0,061; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(21)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 13,66^{1,429} = 0,038; & \frac{\Delta C_2}{C_s(23)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 12,03^{1,429} = 0,032; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(24)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 19,1^{1,429} = 0,061; & \frac{\Delta C_2}{C_s(26)} &= 9,08 \cdot 10^{-4} \cdot 16,92^{1,429} = 0,052; \\ \frac{\Delta C_2}{C_s(28)} &= 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 19,1^{1,462} = 0,195; & \frac{\Delta C_2}{C_s(31)} &= 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 14,75^{1,462} = 0,133. \end{aligned}$$

9. Средняя относительная концентрация углеводородов в ГП резервуара при его заполнении по формуле (10):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta C}{C_s(1)} &= \frac{3,25}{8,25} + 0,084 + 0,014 = 0,492; & \frac{\Delta C}{C_s(4)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,040 = 1,040; \\ \frac{\Delta C}{C_s(7)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,040 = 1,040; & \frac{\Delta C}{C_s(8)} &= \frac{4,25}{8,25} + 0,067 + 0,042 = 0,625; \\ \frac{\Delta C}{C_s(9)} &= \frac{5,25}{7,25} + 0,034 + 0,045 = 0,802; & \frac{\Delta C}{C_s(12)} &= \frac{6,25}{6,25} + 0 + 0,245 = 1,245; \\ \frac{\Delta C}{C_s(14)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,195 = 1,195; & \frac{\Delta C}{C_s(15)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,195 = 1,195; \\ \frac{\Delta C}{C_s(18)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,061 = 1,061; & \frac{\Delta C}{C_s(19)} &= \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,061 = 1,061; \\ \frac{\Delta C}{C_s(21)} &= \frac{3,25}{8,25} + 0,084 + 0,038 = 0,516; & \frac{\Delta C}{C_s(23)} &= \frac{5,25}{10,25} + 0,084 + 0,032 = 0,628; \\ \frac{\Delta C}{C_s(24)} &= \frac{10,25}{10,25} + 0 + 0,061 = 1,061; & \frac{\Delta C}{C_s(26)} &= \frac{7,25}{9,25} + 0,034 + 0,052 = 0,869; \end{aligned}$$

$$\frac{\Delta C}{C_{s(28)}} = \frac{9,25}{9,25} + 0 + 0,195 = 1,195 ;$$

$$\frac{\Delta C}{C_{s(31)}} = \frac{9,25}{10,25} + 0,017 + 0,133 = 1,053 .$$

10. Среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара по формуле (8):

$$P_{y(1)} = 38917 \cdot 0,492 = 19132 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(4)} = 41855 \cdot 1,040 = 43541 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(7)} = 38970 \cdot 1,040 = 40539 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(8)} = 43010 \cdot 0,625 = 26866 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(9)} = 46292 \cdot 0,802 = 37147 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(12)} = 46960 \cdot 1,245 = 58483 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(14)} = 38485 \cdot 1,195 = 45981 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(15)} = 44588 \cdot 1,195 = 53273 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(18)} = 39814 \cdot 1,061 = 42261 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(19)} = 48754 \cdot 1,061 = 51751 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(21)} = 39902 \cdot 0,516 = 20583 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(23)} = 33963 \cdot 0,628 = 21321 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(24)} = 45231 \cdot 1,061 = 48012 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(26)} = 37872 \cdot 0,869 = 32913 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(28)} = 46960 \cdot 1,195 = 56106 \text{ Па ;}$$

$$P_{y(31)} = 38485 \cdot 1,053 = 40514 \text{ Па .}$$

11. Потери от «большого дыхания» по формуле (1):

$$G_{\delta.\delta.(1)} = \left[ 6530 - 11288,5 \cdot \left( \frac{102125 - 100125}{102125 - 19132} \right) \right] \frac{19132}{102125} \cdot 2,23 = 2617,41 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(4)} = \left[ 9790 - 12920,8 \cdot \left( \frac{101459 - 99459}{101459 - 43541} \right) \right] \frac{43541}{101459} \cdot 2,18 = 8726,07 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(7)} = \left[ 9790 - 14553,1 \cdot \left( \frac{100525 - 98525}{100525 - 40539} \right) \right] \frac{40539}{100525} \cdot 2,15 = 8061,59 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(8)} = \left[ 4900 - 11288,5 \cdot \left( \frac{101459 - 99459}{101459 - 26866} \right) \right] \frac{26866}{101459} \cdot 2,19 = 2662,79 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(9)} = \left[ 6530 - 9656,2 \cdot \left( \frac{101058 - 99058}{101058 - 37147} \right) \right] \frac{37147}{101058} \cdot 2,17 = 4970,10 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(12)} = \left[ 1630 - 8023,9 \cdot \left( \frac{102525 - 100525}{102525 - 58483} \right) \right] \frac{58483}{102525} \cdot 2,21 = 1596,05 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(14)} = \left[ 4900 - 14553,1 \cdot \left( \frac{101992 - 99992}{101992 - 45981} \right) \right] \frac{45981}{101992} \cdot 2,18 = 4313,10 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(15)} = \left[ 4900 - 9656,2 \cdot \left( \frac{101859 - 99859}{101859 - 53273} \right) \right] \frac{53273}{101859} \cdot 2,20 = 5180,33 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(18)} = \left[ 4900 - 12920,8 \cdot \left( \frac{101058 - 99058}{101058 - 42261} \right) \right] \frac{42261}{101058} \cdot 2,18 = 4070,55 \text{ кг ;}$$

$$G_{\delta.\delta.(19)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{101192 - 99192}{101192 - 51751} \right) \right] \frac{51751}{101192} \cdot 2,17 = 5078,34 \text{ кг ;}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$G_{\delta,\partial.(21)} = \left[ 4900 - 11288,5 \cdot \left( \frac{101459 - 99459}{101459 - 20583} \right) \right] \frac{20583}{101459} \cdot 2,21 = 2071,69 \text{ кг};$$

$$G_{\delta,\partial.(23)} = \left[ 6530 - 14553,1 \cdot \left( \frac{100925 - 98925}{100925 - 21321} \right) \right] \frac{21321}{100925} \cdot 2,20 = 2862,55 \text{ кг};$$

$$G_{\delta,\partial.(24)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{100792 - 98792}{100792 - 48012} \right) \right] \frac{48012}{100792} \cdot 2,18 = 4781,03 \text{ кг};$$

$$G_{\delta,\partial.(26)} = \left[ 4900 - 12920,8 \cdot \left( \frac{101058 - 99058}{101058 - 32913} \right) \right] \frac{32913}{101058} \cdot 2,20 = 3235,23 \text{ кг};$$

$$G_{\delta,\partial.(28)} = \left[ 4900 - 8023,9 \cdot \left( \frac{101459 - 99459}{101459 - 56106} \right) \right] \frac{56106}{101459} \cdot 2,19 = 5498,85 \text{ кг};$$

$$G_{\delta,\partial.(31)} = \left[ 8160 - 14553,1 \cdot \left( \frac{101325 - 99325}{101325 - 40514} \right) \right] \frac{40514}{101325} \cdot 2,17 = 6663,30 \text{ кг}.$$

## 2) Расчет потерь нефти от «малых дыханий»

Дальнейшие расчеты будем производить для тех дней, когда не было закачки нефти.

1. Площадь «зеркала» нефти, молярную массу паров нефти и среднюю температуру нефти возьмем из предыдущих расчетов.

2. Теплопроводность и теплоемкость нефти при его средней температуре по формулам (27), (28):

$$C_{p(2)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 293,5) = 2066,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(3)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 295,5) = 2074,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{H(2)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 293,5) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{H(3)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 295,5) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(5)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 294) = 2068,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(6)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 293,5) = 2066,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{H(5)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 294) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{H(6)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 293,5) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(10)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290) = 2052,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(11)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290) = 2052,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{H(10)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{H(11)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(13)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 293) = 2064,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(16)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290,5) = 2054,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{H(13)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 293) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{H(16)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290,5) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$C_{p(17)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290,5) = 2054,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \quad C_{p(20)} = \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 294) = 2068,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{H(17)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290,5) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \quad \lambda_{H(20)} = \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 294) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

					Расчетная часть		Лист
							87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$\begin{aligned}
C_{p(22)} &= \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 287) = 2040,6 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; & C_{p(25)} &= \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290,5) = 2054,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \\
\lambda_{H(22)} &= \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 287) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; & \lambda_{H(25)} &= \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290,5) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \\
C_{p(27)} &= \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 290,5) = 2054,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; & C_{p(29)} &= \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 294,5) = 2070,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \\
\lambda_{H(27)} &= \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290,5) = 0,188 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; & \lambda_{H(29)} &= \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 294,5) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; \\
C_{p(30)} &= \frac{31,56}{\sqrt{720}} (762 + 3,39 \cdot 295,5) = 2074,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \\
\lambda_{H(30)} &= \frac{156,6}{720} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 295,5) = 0,187 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.
\end{aligned}$$

3. Плотность нефти при средней температуре по формуле (29):

$$\begin{aligned}
\rho_{(2)} &= \rho_{(6)} = \rho_{293,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (293,5 - 293)} = 719,57 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(3)} &= \rho_{(30)} = \rho_{295,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (295,5 - 293)} = 717,88 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(5)} &= \rho_{(20)} = \rho_{294} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (294 - 293)} = 719,15 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(10)} &= \rho_{(11)} = \rho_{290} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (290 - 293)} = 722,56 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(13)} &= \rho_{293} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (293 - 293)} = 720,00 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(16)} &= \rho_{(17)} = \rho_{(25)} = \rho_{(27)} = \rho_{290,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (290,5 - 293)} = 722,14 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(22)} &= \rho_{287} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (287 - 293)} = 725,15 \text{ кг/м}^3; \\
\rho_{(29)} &= \rho_{294,5} = \frac{720}{1 + 0,001183 \cdot (294,5 - 293)} = 718,72 \text{ кг/м}^3.
\end{aligned}$$

4. Коэффициент температуропроводности нефти по формуле (26):

$$\begin{aligned}
a_{(2)} &= \frac{0,187 \cdot 3600}{2066,5 \cdot 719,57} = 0,000454 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(3)} &= \frac{0,187 \cdot 3600}{2074,5 \cdot 717,88} = 0,000453 \text{ м}^2/\text{ч}; \\
a_{(5)} &= \frac{0,187 \cdot 3600}{2068,5 \cdot 719,15} = 0,000454 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(6)} &= \frac{0,187 \cdot 3600}{2066,5 \cdot 719,57} = 0,000454 \text{ м}^2/\text{ч}; \\
a_{(10)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2052,5 \cdot 722,56} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(11)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2052,5 \cdot 722,56} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч}; \\
a_{(13)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2064,5 \cdot 720} = 0,000454 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(16)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2054,5 \cdot 722,14} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч}; \\
a_{(17)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2054,5 \cdot 722,14} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(20)} &= \frac{0,187 \cdot 3600}{2068,5 \cdot 719,15} = 0,000454 \text{ м}^2/\text{ч}; \\
a_{(22)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2040,6 \cdot 725,15} = 0,000458 \text{ м}^2/\text{ч}; & a_{(25)} &= \frac{0,188 \cdot 3600}{2054,5 \cdot 722,14} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч};
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88



$$a_{(27)} = \frac{0,188 \cdot 3600}{2054,5 \cdot 722,14} = 0,000456 \text{ м}^2/\text{ч} ; \quad a_{(29)} = \frac{0,187 \cdot 3600}{2070,5 \cdot 718,72} = 0,000453 \text{ м}^2/\text{ч} ;$$

$$a_{(30)} = \frac{0,187 \cdot 3600}{2074,5 \cdot 717,88} = 0,000453 \text{ м}^2/\text{ч} .$$

5. Расчетное склонение Солнца по формуле (37):

$$\begin{aligned} \varphi_{(2)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 183 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 183^2 = 26,02^\circ = 26^\circ 01' ; \\ \varphi_{(3)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 184 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 184^2 = 25,99^\circ = 25^\circ 59' ; \\ \varphi_{(5)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 186 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 186^2 = 25,92^\circ = 25^\circ 55' ; \\ \varphi_{(6)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 187 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 187^2 = 25,87^\circ = 25^\circ 52' ; \\ \varphi_{(10)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 191 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 191^2 = 25,63^\circ = 25^\circ 37' ; \\ \varphi_{(11)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 192 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 192^2 = 25,56^\circ = 25^\circ 33' ; \\ \varphi_{(13)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 194 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 194^2 = 25,40^\circ = 25^\circ 24' ; \\ \varphi_{(16)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 197 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 197^2 = 25,12^\circ = 25^\circ 07' ; \\ \varphi_{(17)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 198 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 198^2 = 25,02^\circ = 25^\circ 01' ; \\ \varphi_{(20)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 201 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 201^2 = 24,68^\circ = 24^\circ 40' ; \\ \varphi_{(22)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 203 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 203^2 = 24,43^\circ = 24^\circ 25' ; \\ \varphi_{(25)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 206 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 206^2 = 24,01^\circ = 24^\circ 00' ; \\ \varphi_{(27)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 208 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 208^2 = 23,71^\circ = 23^\circ 42' ; \\ \varphi_{(29)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 210 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 210^2 = 23,38^\circ = 23^\circ 22' ; \\ \varphi_{(30)} &= -55,6 + 0,92 \cdot 211 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 211^2 = 23,21^\circ = 23^\circ 12' . \end{aligned}$$

6. Продолжительность дня по формуле (44):

$$\begin{aligned} \tau_{\partial H(2)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(26^\circ 01') \cdot tg58^\circ 40') = 19,11 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(3)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 59') \cdot tg58^\circ 40') = 19,09 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(5)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 55') \cdot tg58^\circ 40') = 19,06 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(6)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 52') \cdot tg58^\circ 40') = 19,04 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(10)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 37') \cdot tg58^\circ 40') = 18,93 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(11)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 33') \cdot tg58^\circ 40') = 18,90 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(13)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 24') \cdot tg58^\circ 40') = 18,83 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(16)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 07') \cdot tg58^\circ 40') = 18,72 \text{ ч} ; \\ \tau_{\partial H(17)} &= \frac{2}{15} \arccos(-tg(25^\circ 01') \cdot tg58^\circ 40') = 18,67 \text{ ч} ; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$\tau_{\partial H(20)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(24^{\circ}40') \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 18,53 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(22)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(24^{\circ}25') \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 18,43 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(25)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(24^{\circ}) \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 18,27 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(27)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(23^{\circ}42') \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 18,15 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(29)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(23^{\circ}22') \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 18,03 \text{ ч};$$

$$\tau_{\partial H(30)} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}(23^{\circ}12') \cdot \operatorname{tg}58^{\circ}40') = 17,97 \text{ ч}.$$

7. Расчетный параметр  $m_0$  по формуле (25):

$$m_{0(2)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000454 \cdot 19,11}} = 13,45 \text{ 1/м}; \quad m_{0(3)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000453 \cdot 19,09}} = 13,48 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(5)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000454 \cdot 19,06}} = 13,48 \text{ 1/м}; \quad m_{0(6)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000454 \cdot 19,04}} = 13,48 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(10)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,93}} = 13,49 \text{ 1/м}; \quad m_{0(11)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,90}} = 13,50 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(13)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000454 \cdot 18,83}} = 13,55 \text{ 1/м}; \quad m_{0(16)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,72}} = 13,57 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(17)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,67}} = 13,58 \text{ 1/м}; \quad m_{0(20)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000454 \cdot 18,53}} = 13,67 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(22)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000458 \cdot 18,43}} = 13,64 \text{ 1/м}; \quad m_{0(25)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,27}} = 13,73 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(27)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000456 \cdot 18,15}} = 13,78 \text{ 1/м}; \quad m_{0(29)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000453 \cdot 18,03}} = 13,86 \text{ 1/м};$$

$$m_{0(30)} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000453 \cdot 17,97}} = 13,89 \text{ 1/м}.$$

8. Интенсивность солнечной радиации по формуле (36):

$$i_{0(2)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^{\circ}40' - 26^{\circ}01')}} = 729,11 \text{ Вт/м}^2;$$

$$i_{0(3)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^{\circ}40' - 25^{\circ}59')}} = 972,05 \text{ Вт/м}^2;$$

$$i_{0(5)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^{\circ}40' - 25^{\circ}55')}} = 728,86 \text{ Вт/м}^2;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$i_{0(6)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 52')}} = 728,76 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(10)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 37')}} = 728,17 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(11)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 33')}} = 970,70 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(13)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 24')}} = 970,20 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(16)} = \frac{1357 \cdot 0,55}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 07')}} = 533,12 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(17)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 01')}} = 726,73 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(20)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ 40')}} = 967,84 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(22)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ 25')}} = 725,28 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(25)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ)}} = 724,24 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(27)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 42')}} = 723,48 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(29)} = \frac{1357 \cdot 0,75}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 22')}} = 722,60 \text{ Вт/м}^2 ;$$

$$i_{0(30)} = \frac{1357 \cdot 1}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 12')}} = 962,92 \text{ Вт/м}^2 .$$

9. Расчетная высота газового пространства резервуара  $H_r$ , площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара, на вертикальную плоскость  $F_v$  и площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство  $F_r$ , не изменяются, поэтому воспользуемся предыдущими расчетами.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

10. Площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, по формуле (35):

$$\begin{aligned}
 F_{0(2)} &= 193,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - 26^\circ 01') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 26^\circ 01') = 1478,95 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(3)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 59') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 59') = 1601,64 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(5)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 55') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 55') = 1625,63 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(6)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 52') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 52') = 1625,30 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(10)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 37') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 37') = 1449,02 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(11)} &= 285 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 33') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 33') = 1522,91 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(13)} &= 467,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 24') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 24') = 1621,13 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(16)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 07') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 07') = 1593,49 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(17)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - 25^\circ 01') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 25^\circ 01') = 1592,45 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(20)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - 24^\circ 40') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ 40') = 1436,05 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(22)} &= 239,4 \cdot \sin(58^\circ 40' - 24^\circ 25') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ 25') = 1483,99 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(25)} &= 330,6 \cdot \sin(58^\circ 40' - 24^\circ) + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 24^\circ) = 1530,61 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(27)} &= 285 \cdot \sin(58^\circ 40' - 23^\circ 42') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 42') = 1501,00 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(29)} &= 148,2 \cdot \sin(58^\circ 40' - 23^\circ 22') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 22') = 1417,76 \text{ м}^2 ; \\
 F_{0(30)} &= 421,8 \cdot \sin(58^\circ 40' - 23^\circ 12') + 1632,3 \cdot \cos(58^\circ 40' - 23^\circ 12') = 1574,24 \text{ м}^2 .
 \end{aligned}$$

11. Количество тепла, получаемого 1 м<sup>2</sup> стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации, по формуле (34):

$$\begin{aligned}
 q_{(2)} &= 0,5 \cdot \frac{1478,95}{2240,83} \cdot 729,11 = 240,61 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(3)} &= 0,5 \cdot \frac{1601,64}{2956,75} \cdot 972,05 = 263,27 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(5)} &= 0,5 \cdot \frac{1625,63}{3099,94} \cdot 728,86 = 191,11 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(6)} &= 0,5 \cdot \frac{1625,3}{3099,94} \cdot 728,76 = 191,05 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(10)} &= 0,5 \cdot \frac{1449,02}{2097,65} \cdot 728,17 = 251,50 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(11)} &= 0,5 \cdot \frac{1522,91}{2527,2} \cdot 970,70 = 292,48 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(13)} &= 0,5 \cdot \frac{1621,13}{3099,94} \cdot 970,20 = 253,69 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(16)} &= 0,5 \cdot \frac{1593,49}{2956,75} \cdot 533,12 = 143,66 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(17)} &= 0,5 \cdot \frac{1592,45}{2956,75} \cdot 726,73 = 195,70 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(20)} &= 0,5 \cdot \frac{1436,05}{2097,65} \cdot 967,84 = 331,29 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(22)} &= 0,5 \cdot \frac{1483,99}{2384,02} \cdot 725,28 = 225,73 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(25)} &= 0,5 \cdot \frac{1530,61}{2670,38} \cdot 724,24 = 207,56 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(27)} &= 0,5 \cdot \frac{1501}{2527,2} \cdot 723,48 = 214,85 \text{ Вт/м}^2 ; & q_{(29)} &= 0,5 \cdot \frac{1417,76}{2097,65} \cdot 722,60 = 244,20 \text{ Вт/м}^2 ; \\
 q_{(30)} &= 0,5 \cdot \frac{1574,24}{2956,75} \cdot 962,92 = 256,34 \text{ Вт/м}^2 .
 \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

12. По формулам (38), (39) с учетом табл. 4 находим величины коэффициентов теплоотдачи:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{p(2)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 240,61 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 240,61^2 = 4,74 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(2)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 293,5 = 4,28 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bl(2)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 240,61 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 240,61^2 = 4,29 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bl(2)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 293,5 = 7,19 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bk(2)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 240,61 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 240,61^2 = 5,32 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(2)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 240,61 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 240,61^2 = 2,37 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(3)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 263,27 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 263,27^2 = 4,89 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(3)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 295,5 = 4,37 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bl(3)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 263,27 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 263,27^2 = 4,40 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bl(3)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 295,5 = 7,27 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bk(3)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 263,27 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 263,27^2 = 5,48 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(3)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 263,27 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 263,27^2 = 2,42 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(5)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 191,11 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 191,11^2 = 4,49 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(5)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 294 = 4,30 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bl(5)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 191,11 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 191,11^2 = 4,02 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bl(5)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 294 = 7,21 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bk(5)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 191,11 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 191,11^2 = 4,92 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(5)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 191,11 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 191,11^2 = 2,26 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(6)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 191,05 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 191,05^2 = 4,49 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(6)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 293,5 = 4,28 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bl(6)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 191,05 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 191,05^2 = 4,02 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bl(6)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 293,5 = 7,19 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bk(6)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 191,05 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 191,05^2 = 4,92 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{\varepsilon(6)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 191,05 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 191,05^2 = 2,26 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) . \\
 \\ 
 \alpha_{p(10)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 251,5 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 251,5^2 = 4,83 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{p(10)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290 = 4,12 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha_{bl(10)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 251,5 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 251,5^2 = 4,34 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ; \\
 \alpha'_{bl(10)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290 = 7,06 \text{ Bm}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}) ;
 \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$\begin{aligned}
\alpha_{b\kappa(10)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 251,5 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 251,5^2 = 5,40 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(10)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 251,5 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 251,5^2 = 2,40 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(11)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 292,48 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 292,48^2 = 5,03 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(11)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290 = 4,12 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\lambda(11)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 292,48 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 292,48^2 = 4,54 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{b\lambda(11)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290 = 7,06 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(11)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 292,48 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 292,48^2 = 5,65 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(11)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 292,48 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 292,48^2 = 2,48 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(13)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 253,69 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 253,69^2 = 4,84 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(13)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 293 = 4,26 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\lambda(13)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 253,69 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 253,69^2 = 4,36 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{b\lambda(13)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 293 = 7,18 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(13)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 253,69 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 253,69^2 = 5,41 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(13)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 253,69 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 253,69^2 = 2,40 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(16)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 143,66 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 143,66^2 = 4,19 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(16)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 4,14 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\lambda(16)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 143,66 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 143,66^2 = 3,73 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{b\lambda(16)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 7,08 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(16)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 143,66 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 143,66^2 = 4,45 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(16)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 143,66 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 143,66^2 = 2,13 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(17)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 195,7 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 195,7^2 = 4,52 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(17)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 4,14 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\lambda(17)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 195,7 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 195,7^2 = 4,05 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{b\lambda(17)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 7,08 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(17)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 195,7 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 195,7^2 = 4,96 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(17)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 195,7 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 195,7^2 = 2,27 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(20)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 331,29 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 331,29^2 = 5,20 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(20)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 294 = 4,30 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\lambda(20)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 331,29 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 331,29^2 = 4,71 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{b\lambda(20)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 294 = 7,21 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ;
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$\begin{aligned}
\alpha_{b\kappa(20)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 331,29 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 331,29^2 = 5,85 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(20)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 331,29 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 331,29^2 = 2,54 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(22)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 225,73 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 225,73^2 = 4,69 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(22)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 287 = 3,98 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{bл(22)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 225,73 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 225,73^2 = 4,21 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{bл(22)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 287 = 6,95 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(22)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 225,73 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 225,73^2 = 5,21 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(22)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 225,73 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 225,73^2 = 2,34 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(25)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 207,56 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 207,56^2 = 4,59 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(25)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 4,14 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{bл(25)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 207,56 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 207,56^2 = 4,11 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{bл(25)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 7,08 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(25)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 207,56 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 207,56^2 = 5,06 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(25)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 207,56 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 207,56^2 = 2,30 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(27)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 214,85 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 214,85^2 = 4,63 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(27)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 4,14 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{bл(27)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 214,85 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 214,85^2 = 4,15 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{bл(27)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 290,5 = 7,08 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(27)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 214,85 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 214,85^2 = 5,12 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(27)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 214,85 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 214,85^2 = 2,31 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(29)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 244,2 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 244,2^2 = 4,79 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(29)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 294,5 = 4,33 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{bл(29)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 244,2 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 244,2^2 = 4,31 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{bл(29)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 294,5 = 7,23 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{b\kappa(29)} &= 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 244,2 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 244,2^2 = 5,35 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{\varepsilon(29)} &= 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 244,2 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 244,2^2 = 2,38 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{p(30)} &= 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 256,34 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 256,34^2 = 4,86 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{p(30)} &= -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 295,5 = 4,37 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha_{bл(30)} &= 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 256,34 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 256,34^2 = 4,37 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ; \\
\alpha'_{bл(30)} &= -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 295,5 = 7,27 \text{ Bm}/(\text{M}^2 \cdot \text{K}) ;
\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$\alpha_{b\kappa(30)} = 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 256,34 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 256,34^2 = 5,43 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha_{\varepsilon(30)} = 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 256,34 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 256,34^2 = 2,41 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) .$$

13. Приведенные величины коэффициентов теплоотдачи по формулам (32), (33):

$$\alpha'_{\text{ст.п}(2)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2240,83 \cdot 2,33}} = 1,45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(2)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,37} + \frac{5,3 + 13,45 \cdot 0,187}{13,45 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,82 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(3)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(3)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,42} + \frac{5,3 + 13,48 \cdot 0,187}{13,48 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,68 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(5)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(5)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,26} + \frac{5,3 + 13,48 \cdot 0,187}{13,48 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,64 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(6)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(6)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,26} + \frac{5,3 + 13,48 \cdot 0,187}{13,48 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,64 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(10)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(10)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,4} + \frac{5,3 + 13,49 \cdot 0,188}{13,49 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,86 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(11)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2527,2 \cdot 2,33}} = 1,39 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(11)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,48} + \frac{5,3 + 13,5 \cdot 0,188}{13,5 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,77 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(13)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{3099,94}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{3099,94 \cdot 2,33}} = 1,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(13)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,4} + \frac{5,3 + 13,55 \cdot 0,188}{13,55 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,66 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(16)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(16)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,13} + \frac{5,3 + 13,57 \cdot 0,188}{13,57 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,66 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(17)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(17)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,27} + \frac{5,3 + 13,58 \cdot 0,188}{13,58 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,67 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(20)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(20)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,54} + \frac{5,3 + 13,67 \cdot 0,187}{13,67 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,88 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(22)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2384,02}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2384,02 \cdot 2,33}} = 1,42 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(22)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,34} + \frac{5,3 + 13,64 \cdot 0,188}{13,64 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,79 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(25)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2670,38}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2670,38 \cdot 2,33}} = 1,36 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(25)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,3} + \frac{5,3 + 13,73 \cdot 0,188}{13,73 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,73 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(27)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2527,2}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2527,2 \cdot 2,33}} = 1,39 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(27)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,31} + \frac{5,3 + 13,78 \cdot 0,188}{13,78 \cdot 0,188} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,76 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

$$\alpha'_{\text{ст.п}(29)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2097,65}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2097,65 \cdot 2,33}} = 1,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \quad \alpha_{\text{ст.п}(29)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,38} + \frac{5,3 + 13,86 \cdot 0,187}{13,86 \cdot 0,187} \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 0,86 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ;$$

					Расчетная часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$\alpha'_{ст.п(30)} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{2956,75}}{1 + \frac{1632,3 \cdot 5,3}{2956,75 \cdot 2,33}} = 1,30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) ; \alpha_{ст.п(30)} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,41} + \frac{5,3 + 13,89 \cdot 0,187}{13,89 \cdot 0,187 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}}} = 0,69 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \cdot$$

14. Избыточные максимальная и минимальная температуры стенки резервуара, отсчитываемые от средней температуры нефти, по формулам (30), (31):

$$\begin{aligned} \theta_{см.min(2)} &= \frac{(7,19 + 2,44) \cdot (287 - 293,5)}{7,19 + 2,44 + 1,45 + 4,28 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -4,41 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(2)} &= \frac{240,61 + (4,29 + 5,32) \cdot (300 - 293,5)}{4,29 + 5,32 + 0,82 + 4,74 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 21,80 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(3)} &= \frac{(7,27 + 2,44) \cdot (290 - 295,5)}{7,27 + 2,44 + 1,30 + 4,37 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,98 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(3)} &= \frac{263,27 + (4,4 + 5,48) \cdot (301 - 295,5)}{4,4 + 5,48 + 0,68 + 4,89 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 23,95 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(5)} &= \frac{(7,21 + 2,44) \cdot (291 - 294)}{7,21 + 2,44 + 1,27 + 4,3 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -2,20 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(5)} &= \frac{191,11 + (4,02 + 4,92) \cdot (297 - 294)}{4,02 + 4,92 + 0,64 + 4,49 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 18,24 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(6)} &= \frac{(7,19 + 2,44) \cdot (289 - 293,5)}{7,19 + 2,44 + 1,27 + 4,28 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,29 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(6)} &= \frac{191,05 + (4,02 + 4,92) \cdot (298 - 293,5)}{4,02 + 4,92 + 0,64 + 4,49 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 19,36 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(10)} &= \frac{(7,06 + 2,44) \cdot (287 - 290)}{7,06 + 2,44 + 1,49 + 4,12 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -2,01 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(10)} &= \frac{251,5 + (4,34 + 5,4) \cdot (293 - 290)}{4,34 + 5,4 + 0,86 + 4,83 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 19,55 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(11)} &= \frac{(7,06 + 2,44) \cdot (285 - 290)}{7,06 + 2,44 + 1,39 + 4,12 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,51 \text{ К}; \\ \theta_{см.max(11)} &= \frac{292,48 + (4,54 + 5,65) \cdot (295 - 290)}{4,54 + 5,65 + 0,77 + 5,03 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 24,17 \text{ К}; \\ \theta_{см.min(13)} &= \frac{(7,18 + 2,44) \cdot (287 - 293)}{7,18 + 2,44 + 1,27 + 4,26 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -4,39 \text{ К}; \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

$$\theta_{cm.max (13)} = \frac{253,69 + (4,36 + 5,41) \cdot (299 - 293)}{4,36 + 5,41 + 0,66 + 4,84 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 24,07 K;$$

$$\theta_{cm.min (16)} = \frac{(7,08 + 2,44) \cdot (288 - 290,5)}{7,08 + 2,44 + 1,3 + 4,14 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -1,82 K;$$

$$\theta_{cm.max (16)} = \frac{143,66 + (3,73 + 4,45) \cdot (293 - 290,5)}{3,73 + 4,45 + 0,66 + 4,19 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 14,71 K;$$

$$\theta_{cm.min (17)} = \frac{(7,08 + 2,44) \cdot (288 - 290,5)}{7,08 + 2,44 + 1,3 + 4,14 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -1,82 K;$$

$$\theta_{cm.max (17)} = \frac{195,7 + (4,05 + 4,96) \cdot (293 - 290,5)}{4,05 + 4,96 + 0,67 + 4,52 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 17,93 K;$$

$$\theta_{cm.min (20)} = \frac{(7,21 + 2,44) \cdot (291 - 294)}{7,21 + 2,44 + 1,49 + 4,3 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -2,00 K;$$

$$\theta_{cm.max (20)} = \frac{331,29 + (4,71 + 5,85) \cdot (297 - 294)}{4,71 + 5,85 + 0,88 + 5,2 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 23,46 K;$$

$$\theta_{cm.min (22)} = \frac{(6,95 + 2,44) \cdot (283 - 287)}{6,95 + 2,44 + 1,42 + 3,98 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -2,77 K;$$

$$\theta_{cm.max (22)} = \frac{225,73 + (4,21 + 5,21) \cdot (291 - 287)}{4,21 + 5,21 + 0,79 + 4,69 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 19,63 K;$$

$$\theta_{cm.min (25)} = \frac{(7,08 + 2,44) \cdot (286 - 290,5)}{7,08 + 2,44 + 1,36 + 4,14 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,20 K;$$

$$\theta_{cm.max (25)} = \frac{207,56 + (4,11 + 5,06) \cdot (295 - 290,5)}{4,11 + 5,06 + 0,73 + 4,59 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 19,59 K;$$

$$\theta_{cm.min (27)} = \frac{(7,08 + 2,44) \cdot (286 - 290,5)}{7,08 + 2,44 + 1,39 + 4,14 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,15 K;$$

$$\theta_{cm.max (27)} = \frac{214,85 + (4,15 + 5,12) \cdot (295 - 290,5)}{4,15 + 5,12 + 0,76 + 4,63 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 19,71 K;$$

$$\theta_{cm.min (29)} = \frac{(7,23 + 2,44) \cdot (289 - 294,5)}{7,23 + 2,44 + 1,49 + 4,33 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,66 K;$$

$$\theta_{cm.max (29)} = \frac{244,2 + (4,31 + 5,35) \cdot (300 - 294,5)}{4,31 + 5,35 + 0,86 + 4,79 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 20,87 K;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$\theta_{cm.min (30)} = \frac{(7,27 + 2,44) \cdot (290 - 295,5)}{7,27 + 2,44 + 1,3 + 4,37 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = -3,98 \text{ K};$$

$$\theta_{cm.max (30)} = \frac{256,34 + (4,37 + 5,43) \cdot (301 - 295,5)}{4,37 + 5,43 + 0,69 + 4,86 \cdot \frac{1632,3}{2240,83}} = 23,56 \text{ K}.$$

15. Избыточные температуры ГП, отсчитываемые от средней температуры нефти, по формулам (23), (24):

$$\theta_{r.min (2)} = \frac{-4,41}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,66 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (2)} = \frac{21,8}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,37} \cdot \frac{13,45 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,45 \cdot 0,187)}} = 14,30 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (3)} = \frac{-3,98}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,76 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (3)} = \frac{23,95}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,42} \cdot \frac{13,48 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,48 \cdot 0,187)}} = 17,23 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (5)} = \frac{-2,2}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,00 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (5)} = \frac{18,24}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,26} \cdot \frac{13,48 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,48 \cdot 0,187)}} = 13,04 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (6)} = \frac{-3,29}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,50 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (6)} = \frac{19,36}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,26} \cdot \frac{13,48 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,48 \cdot 0,187)}} = 13,84 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (10)} = \frac{-2,01}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,72 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (10)} = \frac{19,55}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,4} \cdot \frac{13,49 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,49 \cdot 0,188)}} = 12,56 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (11)} = \frac{-3,51}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,42 \text{ K};$$

$$\theta_{r.max (11)} = \frac{24,17}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,48} \cdot \frac{13,5 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,5 \cdot 0,188)}} = 16,70 \text{ K};$$

$$\theta_{r.min (13)} = \frac{-4,39}{1 + \frac{1632,3}{3099,94} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -2,00 \text{ K};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$\theta_{r.\max (13)} = \frac{24,07}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,4} \cdot \frac{13,55 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,55 \cdot 0,188)}} = 17,48 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (16)} = \frac{-1,82}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,81 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (16)} = \frac{14,71}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,13} \cdot \frac{13,57 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,57 \cdot 0,188)}} = 10,18 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (17)} = \frac{-1,82}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,81 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (17)} = \frac{17,93}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,27} \cdot \frac{13,58 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,58 \cdot 0,188)}} = 12,64 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (20)} = \frac{-2}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -0,72 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (20)} = \frac{23,46}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,54} \cdot \frac{13,67 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,67 \cdot 0,187)}} = 15,35 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (22)} = \frac{-2,77}{1 + \frac{1632,3}{2384,02} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,08 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (22)} = \frac{19,63}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,34} \cdot \frac{13,64 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,64 \cdot 0,188)}} = 13,03 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (25)} = \frac{-3,2}{1 + \frac{1632,3}{2670,38} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,34 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (25)} = \frac{19,59}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,3} \cdot \frac{13,73 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,73 \cdot 0,188)}} = 13,40 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (27)} = \frac{-3,15}{1 + \frac{1632,3}{2527,2} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,28 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (27)} = \frac{19,71}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,31} \cdot \frac{13,78 \cdot 0,188}{(5,3 + 13,78 \cdot 0,188)}} = 13,27 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (29)} = \frac{-3,66}{1 + \frac{1632,3}{2097,65} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,32 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\max (29)} = \frac{20,87}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,38} \cdot \frac{13,86 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,86 \cdot 0,187)}} = 13,29 \text{ K};$$

$$\theta_{r.\min (30)} = \frac{-3,98}{1 + \frac{1632,3}{2956,75} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -1,76 \text{ K};$$

					Расчетная часть	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\theta_{r.\max (30)} = \frac{23,56}{1 + \frac{1632,3}{2240,83} \cdot \frac{5,3}{2,41} \cdot \frac{13,89 \cdot 0,187}{(5,3 + 13,89 \cdot 0,187)}} = 16,82 \text{ К}.$$

16. Минимальная и максимальная температуры ГП резервуара по формулам (19), (20):

$$\begin{aligned} T_{r.\min (2)} &= 293,5 - 1,66 = 291,84 \text{ К}; & T_{r.\min (3)} &= 295,5 - 1,76 = 293,74 \text{ К}; \\ T_{r.\max (2)} &= 293,5 + 14,3 = 307,80 \text{ К}; & T_{r.\max (3)} &= 295,5 + 17,23 = 312,73 \text{ К}; \\ T_{r.\min (5)} &= 294 - 1 = 293 \text{ К}; & T_{r.\min (6)} &= 293,5 - 1,5 = 292 \text{ К}; \\ T_{r.\max (5)} &= 294 + 13,04 = 307,04 \text{ К}; & T_{r.\max (6)} &= 293,5 + 13,84 = 307,34 \text{ К}; \\ T_{r.\min (10)} &= 290 - 0,72 = 289,28 \text{ К}; & T_{r.\min (11)} &= 290 - 1,42 = 288,58 \text{ К}; \\ T_{r.\max (10)} &= 290 + 12,56 = 302,56 \text{ К}; & T_{r.\max (11)} &= 290 + 16,7 = 306,70 \text{ К}; \\ T_{r.\min (13)} &= 293 - 2 = 291 \text{ К}; & T_{r.\min (16)} &= 290,5 - 0,81 = 289,69 \text{ К}; \\ T_{r.\max (13)} &= 293 + 17,48 = 310,48 \text{ К}; & T_{r.\max (16)} &= 290,5 + 10,18 = 300,68 \text{ К}; \\ T_{r.\min (17)} &= 290,5 - 0,81 = 289,69 \text{ К}; & T_{r.\min (20)} &= 294 - 0,72 = 293,28 \text{ К}; \\ T_{r.\max (17)} &= 290,5 + 12,64 = 303,14 \text{ К}; & T_{r.\max (20)} &= 294 + 15,35 = 309,35 \text{ К}; \\ T_{r.\min (22)} &= 287 - 1,08 = 285,92 \text{ К}; & T_{r.\min (25)} &= 290,5 - 1,34 = 289,16 \text{ К}; \\ T_{r.\max (22)} &= 287 + 13,03 = 300,03 \text{ К}; & T_{r.\max (25)} &= 290,5 + 13,4 = 303,90 \text{ К}; \\ T_{r.\min (27)} &= 290,5 - 1,28 = 289,22 \text{ К}; & T_{r.\min (29)} &= 294,5 - 1,32 = 293,18 \text{ К}; \\ T_{r.\max (27)} &= 290,5 + 13,27 = 303,77 \text{ К}; & T_{r.\max (29)} &= 294,5 + 13,29 = 307,79 \text{ К}; \end{aligned}$$

$$T_{r.\min (30)} = 295,5 - 1,76 = 293,74 \text{ К};$$

$$T_{r.\max (30)} = 295,5 + 16,82 = 312,32 \text{ К}.$$

17. Объемы жидкой и паровой фаз в резервуаре, соотношение фаз и величина функции  $F(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})$ , остаются неизменными.

18. Давление насыщенных паров нефти при средней температуре в ГП резервуара по формуле (9):

$$P_{s\min (2)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293,5)} \cdot 1,5 = 51988 \text{ Па};$$

$$P_{s\min (3)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-295,5)} \cdot 1,21 = 44087 \text{ Па};$$

$$P_{s\min (5)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294)} \cdot 1,1 = 38604 \text{ Па};$$

$$P_{s\min (6)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293,5)} \cdot 1,1 = 38124 \text{ Па};$$

$$P_{s\min (10)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290)} \cdot 1,55 = 49220 \text{ Па};$$

$$P_{s\min (11)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290)} \cdot 1,41 = 44774 \text{ Па};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$P_{smin(13)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-293)} \cdot 1,1 = 37651 \text{ Па};$$

$$P_{smin(16)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290,5)} \cdot 1,21 = 38906 \text{ Па};$$

$$P_{smin(17)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290,5)} \cdot 1,21 = 38906 \text{ Па};$$

$$P_{smin(20)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294)} \cdot 1,55 = 54396 \text{ Па};$$

$$P_{smin(22)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-287)} \cdot 1,46 = 43012 \text{ Па};$$

$$P_{smin(25)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290,5)} \cdot 1,35 = 43408 \text{ Па};$$

$$P_{smin(27)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-290,5)} \cdot 1,41 = 45337 \text{ Па};$$

$$P_{smin(29)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-294,5)} \cdot 1,55 = 55080 \text{ Па};$$

$$P_{smin(30)} = 1,22 \cdot 44000 \cdot e^{-0,0250(311-295,5)} \cdot 1,21 = 44087 \text{ Па}.$$

19. Температурный напор по формуле (42):

$$\theta_{(2)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 26^\circ 01') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 26^\circ 01') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 26^\circ 01') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,51 \text{ K};$$

$$\theta_{(3)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 59') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 59') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 59') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,51 \text{ K};$$

$$\theta_{(5)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 55') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 55') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 55') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,49 \text{ K};$$

$$\theta_{(6)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 52') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 52') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 52') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,49 \text{ K};$$

$$\theta_{(10)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 37') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 37') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 37') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,45 \text{ K};$$

$$\theta_{(11)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 33') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 33') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 33') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,44 \text{ K};$$

$$\theta_{(13)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 24') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 24') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 24') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,42 \text{ K};$$

$$\theta_{(16)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 07') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 07') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 07') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,38 \text{ K};$$

$$\theta_{(17)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 01') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 25^\circ 01') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 25^\circ 01') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,36 \text{ K};$$

$$\theta_{(20)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 24^\circ 40') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 24^\circ 40') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 24^\circ 40') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,31 \text{ K};$$

$$\theta_{(22)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 24^\circ 25') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 24^\circ 25') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 24^\circ 25') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,28 \text{ K};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$\theta_{(25)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 24^\circ) - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 24^\circ) + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 24^\circ) \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,21 K;$$

$$\theta_{(27)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 42') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 42') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 23^\circ 42') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,17 K;$$

$$\theta_{(29)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 22') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 22') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 23^\circ 22') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,12 K;$$

$$\theta_{(30)} = 5,5 + \frac{29,1\{\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 12') - 0,33\ln[3\cos(58^\circ 40' - 23^\circ 12') + 1] - 0,0008\}}{1,49 + (58^\circ 40' - 23^\circ 12') \cdot \frac{3,14}{180^\circ}} = 11,10 K.$$

20. Почасовой рост парциального давления паров нефти в ГП по формуле (41):

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(2)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,51^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (293,5 \cdot 4,25)^{0,25}} = 210,14 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(3)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,51^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (295,5 \cdot 9,25)^{0,25}} = 172,63 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(5)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,49^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (294 \cdot 10,25)^{0,25}} = 168,28 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(6)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,49^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (293,5 \cdot 10,25)^{0,25}} = 168,23 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(10)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,45^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290 \cdot 3,25)^{0,25}} = 223,96 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(11)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,44^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290 \cdot 6,25)^{0,25}} = 189,98 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(13)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,42^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (293 \cdot 10,25)^{0,25}} = 167,03 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(16)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,38^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290,5 \cdot 9,25)^{0,25}} = 170,97 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(17)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,36^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290,5 \cdot 6,25)^{0,25}} = 170,69 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(20)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,31^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (294 \cdot 3,25)^{0,25}} = 219,80 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(22)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,28^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (287 \cdot 5,25)^{0,25}} = 195,36 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(25)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,21^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290,5 \cdot 7,25)^{0,25}} = 178,46 \text{ Па/ч};$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(27)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,17^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (290,5 \cdot 6,25)^{0,25}} = 184,29 \text{ Па/ч};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(29)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,12^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (294,5 \cdot 3,25)^{0,25}} = 215,10 \text{ Па/ч} ;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \tau_{(30)}} = 17,25 \cdot \frac{8314 \cdot 11,1^{1,25}}{53,39 \cdot 45,6 \cdot (295,5 \cdot 9,25)^{0,25}} = 165,03 \text{ Па/ч} .$$

21. Продолжительность роста парциального давления в ГП по формуле (43):

$$\tau_{(2)} = 0,5 \cdot 19,11 + 3 = 12,56 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(3)} = 0,5 \cdot 19,09 + 3 = 12,55 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(5)} = 0,5 \cdot 19,06 + 3 = 12,53 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(6)} = 0,5 \cdot 19,04 + 3 = 12,52 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(10)} = 0,5 \cdot 18,93 + 3 = 12,47 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(11)} = 0,5 \cdot 18,9 + 3 = 12,45 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(13)} = 0,5 \cdot 18,83 + 3 = 12,42 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(16)} = 0,5 \cdot 18,72 + 3 = 12,36 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(17)} = 0,5 \cdot 18,67 + 3 = 12,34 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(20)} = 0,5 \cdot 18,53 + 3 = 12,27 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(22)} = 0,5 \cdot 18,43 + 3 = 12,22 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(25)} = 0,5 \cdot 18,27 + 3 = 12,14 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(27)} = 0,5 \cdot 18,15 + 3 = 12,08 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(29)} = 0,5 \cdot 18,03 + 3 = 12,02 \text{ ч} ;$$

$$\tau_{(30)} = 0,5 \cdot 17,97 + 3 = 11,99 \text{ ч} .$$

22. Максимальное парциальное давление паров в ГП резервуара по формуле (40):

$$P_{\max (2)} = 51988 + 210,14 \cdot 12,56 = 54626 \text{ Па} ; \quad P_{\max (3)} = 44087 + 172,63 \cdot 12,55 = 46252 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (5)} = 38604 + 168,28 \cdot 12,53 = 40712 \text{ Па} ; \quad P_{\max (6)} = 38124 + 168,23 \cdot 12,52 = 40230 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (10)} = 49220 + 223,96 \cdot 12,47 = 52011 \text{ Па} ; \quad P_{\max (11)} = 44774 + 189,98 \cdot 12,45 = 47139 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (13)} = 37651 + 167,03 \cdot 12,42 = 39724 \text{ Па} ; \quad P_{\max (16)} = 38906 + 170,97 \cdot 12,36 = 41020 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (17)} = 38906 + 170,69 \cdot 12,34 = 41012 \text{ Па} ; \quad P_{\max (20)} = 54396 + 219,8 \cdot 12,27 = 57092 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (22)} = 43012 + 195,36 \cdot 12,22 = 45398 \text{ Па} ; \quad P_{\max (25)} = 43408 + 178,46 \cdot 12,14 = 45574 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (27)} = 45337 + 184,29 \cdot 12,08 = 47563 \text{ Па} ; \quad P_{\max (29)} = 55080 + 215,1 \cdot 12,02 = 57665 \text{ Па} ;$$

$$P_{\max (30)} = 44087 + 165,03 \cdot 11,99 = 46065 \text{ Па} .$$

23. Среднее массовое содержание паров нефти в ПВС по формуле (18):

$$\sigma_{(2)} = \frac{(54626+51988) \cdot 53,39}{8314 \cdot (307,8+291,84)} = 1,14 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(3)} = \frac{(46252+44087) \cdot 53,39}{8314 \cdot (312,73+293,74)} = 0,96 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(5)} = \frac{(40712+38604) \cdot 53,39}{8314 \cdot (307,04+293)} = 0,85 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(6)} = \frac{(40230+38124) \cdot 53,39}{8314 \cdot (307,34+292)} = 0,84 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(10)} = \frac{(52011+49220) \cdot 53,39}{8314 \cdot (302,56+289,28)} = 1,10 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(11)} = \frac{(47139+44774) \cdot 53,39}{8314 \cdot (306,7+288,58)} = 0,99 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(13)} = \frac{(39724+37651) \cdot 53,39}{8314 \cdot (310,48+291)} = 0,83 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(16)} = \frac{(41020+38906) \cdot 53,39}{8314 \cdot (300,68+289,69)} = 0,87 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(17)} = \frac{(41012+38906) \cdot 53,39}{8314 \cdot (303,14+289,69)} = 0,87 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(20)} = \frac{(57092+54396) \cdot 53,39}{8314 \cdot (309,35+293,28)} = 1,19 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(22)} = \frac{(45398+43012) \cdot 53,39}{8314 \cdot (300,03+285,92)} = 0,97 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(25)} = \frac{(45574+43408) \cdot 53,39}{8314 \cdot (303,9+289,16)} = 0,96 \text{ кг/м}^3 ;$$

					Расчетная часть	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$\sigma_{(27)} = \frac{(47563+45337) \cdot 53,39}{8314 \cdot (303,77+289,22)} = 1,01 \text{ кг/м}^3 ; \quad \sigma_{(29)} = \frac{(57665+55080) \cdot 53,39}{8314 \cdot (307,79+293,18)} = 1,20 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$\sigma_{(30)} = \frac{(46065 + 44087) \cdot 53,39}{8314 \cdot (312,32 + 293,74)} = 0,96 \text{ кг/м}^3 .$$

24. Потери нефти от «малого дыхания» по формуле (17):

$$G_{\text{м.д.}(2)} = 1,14 \cdot 4759,3 \cdot \ln \left[ \frac{(99459 - 200 - 51988)}{(99459 + 2000 - 54626)} \cdot \frac{307,8}{291,84} \right] = 339,87 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(3)} = 0,96 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(99459 - 200 - 44087)}{(99459 + 2000 - 46252)} \cdot \frac{312,73}{293,74} \right] = 766,86 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(5)} = 0,85 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(98925 - 200 - 38604)}{(98925 + 2000 - 40712)} \cdot \frac{307,04}{293} \right] = 559,41 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(6)} = 0,84 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(99058 - 200 - 38124)}{(99058 + 2000 - 40230)} \cdot \frac{307,34}{292} \right] = 606,61 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(10)} = 1,1 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(99192 - 200 - 49220)}{(99192 + 2000 - 52011)} \cdot \frac{302,56}{289,28} \right] = 195,28 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(11)} = 0,99 \cdot 8023,9 \cdot \ln \left[ \frac{(100525 - 200 - 44774)}{(100525 + 2000 - 47139)} \cdot \frac{306,7}{288,58} \right] = 508,26 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(13)} = 0,83 \cdot 14553,1 \cdot \ln \left[ \frac{(100258 - 200 - 37651)}{(100258 + 2000 - 39724)} \cdot \frac{310,48}{291} \right] = 754,77 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(16)} = 0,87 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(99192 - 200 - 38906)}{(99192 + 2000 - 41020)} \cdot \frac{300,68}{289,69} \right] = 401,91 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(17)} = 0,87 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(99058 - 200 - 38906)}{(99058 + 2000 - 41012)} \cdot \frac{303,14}{289,69} \right] = 489,73 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(20)} = 1,19 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(99459 - 200 - 54396)}{(99459 + 2000 - 57092)} \cdot \frac{309,35}{293,28} \right] = 239,46 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(22)} = 0,97 \cdot 6391,6 \cdot \ln \left[ \frac{(99058 - 200 - 43012)}{(99058 + 2000 - 45398)} \cdot \frac{300,03}{285,92} \right] = 319,21 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(25)} = 0,96 \cdot 9656,2 \cdot \ln \left[ \frac{(99058 - 200 - 43408)}{(99058 + 2000 - 45574)} \cdot \frac{303,9}{289,16} \right] = 456,75 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(27)} = 1,01 \cdot 8023,9 \cdot \ln \left[ \frac{(99058 - 200 - 45337)}{(99058 + 2000 - 47563)} \cdot \frac{303,77}{289,22} \right] = 399,92 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(29)} = 1,2 \cdot 3127 \cdot \ln \left[ \frac{(99459 - 200 - 55080)}{(99459 + 2000 - 57665)} \cdot \frac{307,79}{293,18} \right] = 216,18 \text{ кг} ;$$

$$G_{\text{м.д.}(30)} = 0,96 \cdot 12920,8 \cdot \ln \left[ \frac{(98925 - 200 - 44087)}{(98925 + 2000 - 46065)} \cdot \frac{312,32}{293,74} \right] = 707,20 \text{ кг} .$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

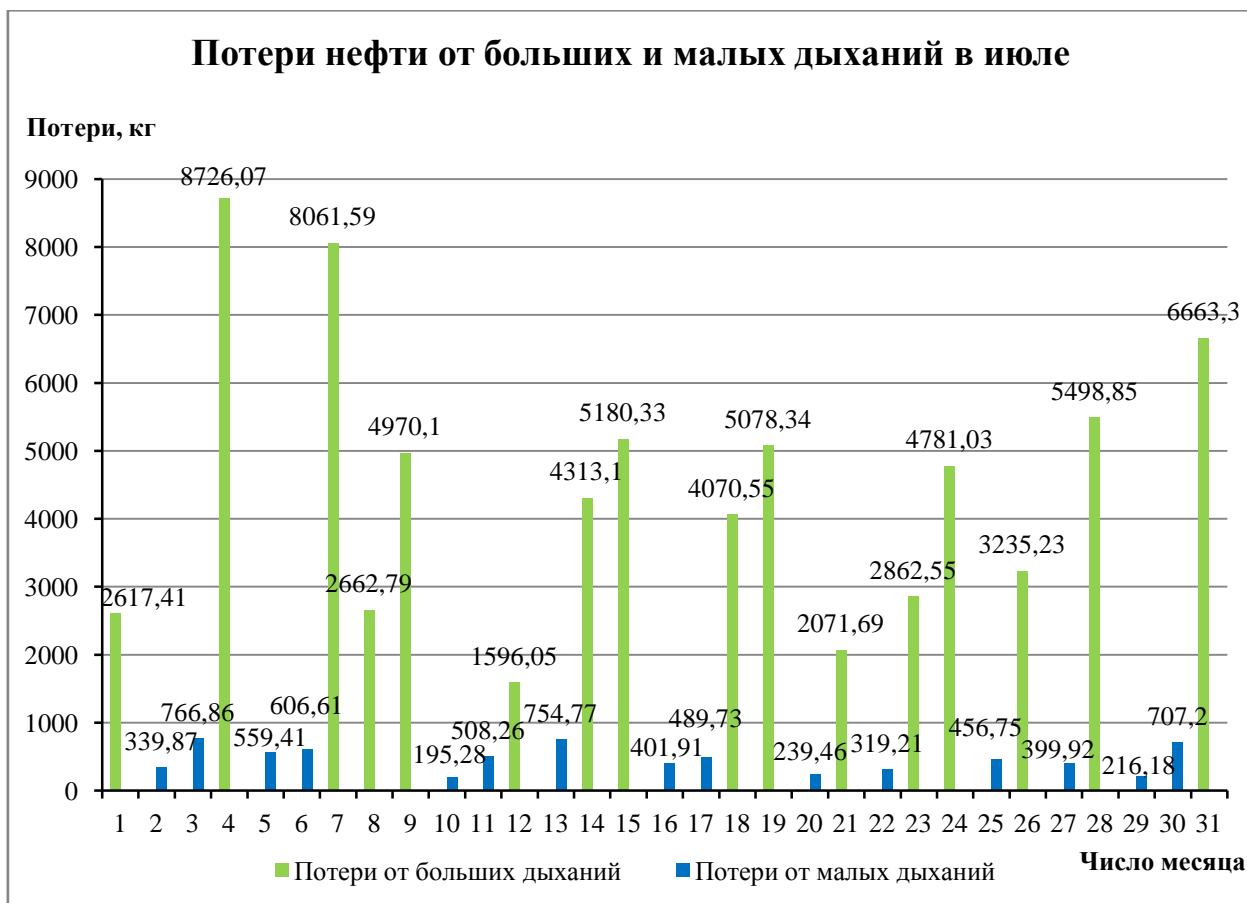


Рис. 15 – Потери нефти от больших и малых дыханий в январе

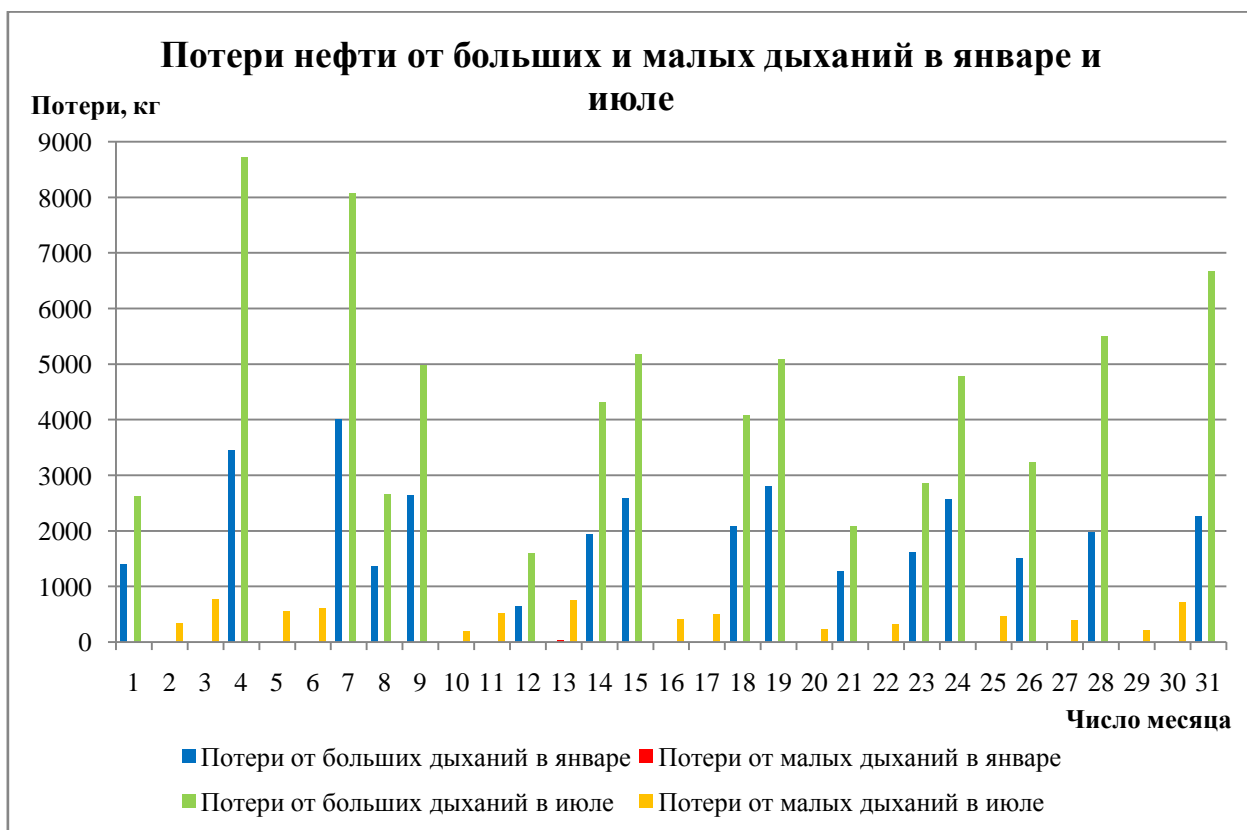


Рис. 16 – Потери нефти от больших и малых дыханий в январе и июле

### 3.2 Расчет стенки резервуара на прочность

Таблица 7 – Исходные данные для расчета стенки на прочность

Объем резервуара V, м <sup>3</sup>	20000
Тип резервуара	PBC
Технология сборки	Полистовая
Конструкция крыши	Сферическая
Радиус сферической крыши	1,5·D
Размер листа h×l, мм	2000×8000
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	850
Избыточное давление, Па	2000
Припуск на коррозию C, мм	2

#### 1. Оптимальные геометрические размеры резервуара

Прежде чем вычислять оптимальные геометрические размеры резервуара, необходимо выбрать марку стали, из которой будет сварен наш резервуар. Для основных конструкций резервуаров, которые относятся к подгруппе А, выбираем марку углеродистой стали С255, согласно ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов», с толщиной проката 20 мм [15].

Оптимальная высота резервуара определяется по формуле:

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\gamma_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot g}}, \quad (45)$$

где:  $H_{\text{опт}}$  – оптимальная высота резервуара, м;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы конструкции, при расчете стенки резервуара на прочность, принимаем  $\gamma_c = 0,8$ ;

$R_{wy}$  – расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести,  $R_{wy} = R_y = 240$  МПа [35];

$\Delta$  – сумма приведенных толщин днища и покрытия, которая определяется по табл. 8 в зависимости от объема резервуара:

Таблица 8 – Сумма переведенных толщин днища и покрытия [36]

V, м <sup>3</sup>	2000	4000	8000	12000	16000	20000
$\Delta$ , см	0,9	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8

$\gamma_{\text{ж}}$  – коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем  $\gamma_{\text{ж}} = 1,1$ ;  
 $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $g$  – ускорение свободного падения,  $g=9,81 \text{ м/с}^2$ .

Подставив данные в формулу (45), получаем:

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 \cdot 0,018}{1,1 \cdot 850 \cdot 9,81}} = 19,41 \text{ м.}$$

При полистовой сборке  $6 \text{ м} \leq H_{\text{опт}} \leq 24 \text{ м}$ , полученная высота находится в допустимых пределах.

Для данного метода сборки листы будут иметь размер  $1990 \times 7990 \text{ мм}$  с учетом строжки листов.

Находим количество поясов:

$$N_{\text{п}} = \frac{H_{\text{опт}}}{h'_{\text{л}}} = \frac{19,41}{1,99} = 9,75 \approx 9 \text{ или } 10 \text{ листов,} \quad (46)$$

где:  $N_{\text{п}}$  – количество поясов;

$h'_{\text{л}}$  – высота листа с учетом строжки, м.

Уточненная высота резервуара  $H$ :

$$\begin{aligned} H_{\text{ст1}} &= N_{\text{п1}} \cdot h'_{\text{л}} = 9 \cdot 1,99 = 17,9 \text{ м;} \\ H_{\text{ст2}} &= N_{\text{п2}} \cdot h'_{\text{л}} = 10 \cdot 1,99 = 19,9 \text{ м.} \end{aligned} \quad (47)$$

где:  $H_{\text{стi}}$  – высота стенки резервуара, м;

$N_{\text{пi}}$  – расчетное количество поясов резервуара.

Принимаем  $N_{\text{п}} = 9$ ,  $H_{\text{ст}} = 17,9 \text{ м}$ .

Оптимальный радиус резервуара определяется по формуле:

$$r_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_{\text{ст}}}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 17,91}} = 18,86 \text{ м,} \quad (48)$$

где:  $r_{\text{опт}}$  – оптимальный радиус резервуара, м;

$V$  – расчетный объем резервуара,  $\text{м}^3$ .

Количество листов каждого пояса при полистовой сборке:

$$N_{\text{л}} = \frac{2\pi \cdot r_{\text{опт}}}{l_{\text{л}}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 18,86}{7,99} = 14,8, \quad (49)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

где:  $N_{\text{л}}$  – количество листов;

$l'_{\text{л}}$  – длина листа с учетом строжки, м.

Следовательно, число листов в поясе будет составлять 14, 14,5 или 15. Чтобы определиться с точным количеством листов, рассчитаем возможные радиусы резервуара и фактические объемы резервуара.

Возможные радиусы резервуара:

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{N_{\text{л}} \cdot l'_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{14 \cdot 7,99}{2 \cdot 3,14} = 17,81 \text{ м}, \\ R_2 &= \frac{N_{\text{л}} \cdot l'_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{14,5 \cdot 7,99}{2 \cdot 3,14} = 18,45 \text{ м}, \\ R_3 &= \frac{N_{\text{л}} \cdot l'_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{15 \cdot 7,99}{2 \cdot 3,14} = 19,08 \text{ м}, \end{aligned} \quad (50)$$

где:  $R_i$  – возможный радиус резервуара, м.

Фактический объем резервуара:

$$\begin{aligned} V_{\phi 1} &= \pi \cdot R_1^2 \cdot H_{\text{см}} = 3,14 \cdot 17,81^2 \cdot 17,99 = 17828 \text{ м}^3, \\ V_{\phi 2} &= \pi \cdot R_2^2 \cdot H_{\text{см}} = 3,14 \cdot 18,45^2 \cdot 17,99 = 19133 \text{ м}^3, \\ V_{\phi 3} &= \pi \cdot R_3^2 \cdot H_{\text{см}} = 3,14 \cdot 19,08^2 \cdot 17,99 = 20461 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (51)$$

Наиболее подходящий фактический объем резервуара  $V_{\phi 2}$ , поэтому принимаем: фактический объем резервуара  $V_{\phi} = 19133 \text{ м}^3$ , радиус резервуара  $R = 18,45 \text{ м}$ , число поясов  $N_{\text{п}} = 9$ , количество листов в поясе  $N_{\text{л}} = 14,5$ .

Определим погрешность оптимальных геометрических размеров резервуара:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{V - V_r}{V} \cdot 100\% \leq 5\% \\ \delta &= \frac{20000 - 19133}{20000} \cdot 100\% \leq 5\% \\ 4,3\% &\leq 5\% \end{aligned} \quad (52)$$

Высота налива жидкости:

$$H_{\text{н}} = H_{\text{ст}} - 0,3 = 17,9 - 0,3 = 17,6 \text{ м}, \quad (53)$$

где:  $H_{\text{н}}$  – высота налива жидкости, м.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Расстояние от днища до нижней кромки пояса:

$$z_i = (i - 1) \cdot h'_л, \quad (54)$$

где:  $z_i$  – расстояние от днища до  $i$ -го пояса, м; ( $z_1 = 0,3$  м).

Т.о. остальные расстояния по формуле (54) будут иметь значения:

$$z_2 = (2 - 1) \cdot 1,99 = 1,99 \text{ м},$$

$$z_3 = (3 - 1) \cdot 1,99 = 3,98 \text{ м},$$

$$z_4 = (4 - 1) \cdot 1,99 = 5,97 \text{ м},$$

$$z_5 = (5 - 1) \cdot 1,99 = 7,96 \text{ м},$$

$$z_6 = (6 - 1) \cdot 1,99 = 9,95 \text{ м},$$

$$z_7 = (7 - 1) \cdot 1,99 = 11,94 \text{ м},$$

$$z_8 = (8 - 1) \cdot 1,99 = 13,93 \text{ м},$$

$$z_9 = (9 - 1) \cdot 1,99 = 15,92 \text{ м}.$$

## 2. Расчет толщины стенки резервуара

Наименьшая толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки и минусового допуска на прокат была не меньше максимума из трех величин:

$$t - \Delta \geq \max\{t_c + c; t_g; t_k\}, \quad (55)$$

где:  $\Delta$  – минусовой допуск на прокат, мм. Принимаем  $\Delta = 0,45$  мм (согласно табл. 1.3 [37]);

$t_c$  – толщина стенки для условий эксплуатации, мм;

$c$  – припуск на коррозию, мм;

$t_g$  – минимальная расчетная толщина стенки для условий гидроиспытаний, мм;

$t_k$  – минимально конструктивно необходимая толщина стенки РВС, мм (для резервуаров  $16 \text{ м} < D < 25 \text{ м}$   $t_k = 6 \text{ мм}$ ).

Расчет толщины стенки для условий эксплуатации, определяется по формуле:

$$t_c = \frac{[\gamma_{ж} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_n - z_i) + n_2 \cdot P_{изб}] \cdot R_p}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (56)$$

где:  $t_c$  – толщина стенки для условной эксплуатации, мм;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$\gamma_{\text{ж}}$  – коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем  $\gamma_{\text{ж}} = 1,1$ ;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g=9,81$  м/с<sup>2</sup>.

$H_{\text{н}}$  – высота налива жидкости, м;

$z_i$  – расстояние от днища до  $i$ -го пояса, м;

$n_2$  – коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, для условий эксплуатации  $n_2 = 1,2$ , для условий гидроиспытания  $n_2 = 1,25$ ;

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление, Па;

$R_p$  – радиус резервуара, м;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы конструкции, при расчете стенки резервуара на прочность, принимаем  $\gamma_c = 0,7$  – для первого пояса,  $\gamma_c = 0,8$  – для остальных поясов;

$R_y$  – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па:

$$R_y = \frac{R_y^{\text{н}}}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{240 \cdot 10^6}{1,025 \cdot 1,15} = 203,6 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (57)$$

где:  $R_y^{\text{н}}$  – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовой прокат;

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу,  $\gamma_m = 1,025$ ;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению,  $\gamma_n = 1,15$ .

Таким образом, расчеты толщин стенок для условий эксплуатации по формуле (56) равны:

$$t_{c1} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,7 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 20,9 \text{ мм},$$

$$t_{c2} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 1,99) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 16,5 \text{ мм},$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

$$t_{c3} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 3,98) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 14,4 \text{ мм},$$

$$t_{c4} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 5,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 12,4 \text{ мм},$$

$$t_{c5} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 7,96) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 10,3 \text{ мм},$$

$$t_{c6} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 9,95) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 8,2 \text{ мм},$$

$$t_{c7} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 11,94) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 6,2 \text{ мм},$$

$$t_{c8} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 13,93) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 4,1 \text{ мм},$$

$$t_{c9} = \frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 14,92) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,8 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 3,1 \text{ мм}.$$

Расчет толщины стенок для условий гидроиспытания по формуле (56) равны:

$$t_{g1} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 0,3) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 19,0 \text{ мм},$$

$$t_{g2} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 1,99) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 17,2 \text{ мм},$$

$$t_{g3} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 3,98) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 15,1 \text{ мм},$$

$$t_{g4} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 5,97) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 12,9 \text{ мм},$$

$$t_{g5} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 7,96) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 10,7 \text{ мм},$$

$$t_{g6} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 9,95) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 8,6 \text{ мм},$$

$$t_{g7} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 11,94) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 6,4 \text{ мм},$$

$$t_{g8} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 13,93) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 4,2 \text{ мм},$$

$$t_{g9} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 14,92) + 1,25 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,9 \cdot 203,6 \cdot 10^6} = 3,2 \text{ мм}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



Результаты вычислений представим в виде таблицы (табл. 9).

Таблица 9 – Толщины стенок

№ пояса	$t_c$ , мм	$t_c + c$ , мм	$t_g$ , мм
1	20,9	22,9	19,0
2	16,5	18,5	17,2
3	14,4	16,4	15,1
4	12,4	14,4	12,9
5	10,3	12,3	10,7
6	8,2	10,2	8,6
7	6,2	8,2	6,4
8	4,1	6,1	4,2
9	3,1	5,1	3,2

Выбираем толщины для каждого пояса в соответствии с условием (55) и округляем до значения из сортаментного ряда:

$$\begin{aligned}
 t_1 &= \max\{22,9; 19; 6\} + 0,45 = 23,35 \text{ мм} = 24 \text{ мм} , \\
 t_2 &= \max\{18,5; 17,2; 6\} + 0,45 = 18,95 \text{ мм} = 19 \text{ мм} , \\
 t_3 &= \max\{16,4; 15,1; 6\} + 0,45 = 16,85 \text{ мм} = 17 \text{ мм} , \\
 t_4 &= \max\{14,4; 12,9; 6\} + 0,45 = 14,85 \text{ мм} = 15 \text{ мм} , \\
 t_5 &= \max\{12,3; 10,7; 6\} + 0,45 = 12,75 \text{ мм} = 13 \text{ мм} , \\
 t_6 &= \max\{10,2; 8,6; 6\} + 0,45 = 10,65 \text{ мм} = 11 \text{ мм} , \\
 t_7 &= \max\{8,2; 6,4; 6\} + 0,45 = 8,65 \text{ мм} = 9 \text{ мм} , \\
 t_8 &= \max\{6,1; 4,2; 6\} + 0,45 = 6,55 \text{ мм} = 7 \text{ мм} , \\
 t_9 &= \max\{5,1; 3,2; 6\} + 0,45 = 6,45 \text{ мм} = 7 \text{ мм} .
 \end{aligned}$$

### 3. Проверка толщин стенки резервуара на прочность

Расчет стенки на прочность будем производить согласно ВСП 34-01-03/МО РФ Руководство по расчету и конструированию металлических резервуаров и трубопроводов на складах горючего МО РФ [38].

Расчет на прочность стенки резервуара следует выполнять по формуле:

$$\sigma_{2i} \leq \gamma_c R_{wy} , \quad (58)$$

где:  $\sigma_{2i}$  – кольцевое растягивающее напряжение в  $i$ -ом поясе стенки резервуара, Па:

$$\sigma_{2i} = \frac{[\gamma_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\text{н}} - z_i) + n_2 \cdot P_{\text{изб}}] \cdot R_p}{t_p}, \quad (59)$$

$t_p$  – расчетная толщина пояса стенки, м:

$$t_p = t - \Delta - c, \quad (60)$$

$t$  – выбранная толщина стенки по сортаменту, мм.

Рассчитаем толщины стенок с учетом минусового допуска на прокат и припуском на коррозию по формуле (60):

$$t_{p1} = 24 - 0,45 - 2 = 21,55 \text{ мм} = 0,02155 \text{ м};$$

$$t_{p2} = 19 - 0,45 - 2 = 16,55 \text{ мм} = 0,01655 \text{ м};$$

$$t_{p3} = 17 - 0,45 - 2 = 14,55 \text{ мм} = 0,01455 \text{ м};$$

$$t_{p4} = 15 - 0,45 - 2 = 12,55 \text{ мм} = 0,01255 \text{ м};$$

$$t_{p5} = 13 - 0,45 - 2 = 10,55 \text{ мм} = 0,01055 \text{ м};$$

$$t_{p6} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

$$t_{p7} = 9 - 0,45 - 2 = 6,55 \text{ мм} = 0,00655 \text{ м};$$

$$t_{p8} = 7 - 0,45 - 2 = 4,55 \text{ мм} = 0,00455 \text{ м};$$

$$t_{p9} = 7 - 0,45 - 2 = 4,55 \text{ мм} = 0,00455 \text{ м}.$$

По формуле (58) с учетом (59) получаем:

1 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,02155} \leq 0,7 \cdot 240 \cdot 10^6,$$

$$137,9 \cdot 10^6 \leq 168 \cdot 10^6.$$

2 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 1,99) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,01655} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6,$$

$$162,3 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6.$$

3 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 3,98) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,01455} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6,$$

$$161,5 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

4 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 5,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,01255} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 ,$$
$$160,4 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

5 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 7,96) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,01055} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 ,$$
$$158,8 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

6 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 9,95) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,00855} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 ,$$
$$156,6 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

7 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 11,94) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,00655} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 ,$$
$$153 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

8 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 13,93) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,00455} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 ,$$
$$146,2 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

9 пояс:

$$\frac{[1,1 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (17,6 - 14,92) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 18,45}{0,00455} \leq 0,8 \cdot 240 \cdot 10^6 .$$
$$109,4 \cdot 10^6 \leq 192 \cdot 10^6 .$$

Из расчетов видно, что для всех поясов выполняется условие прочности.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

В процессе доставки нефти и нефтепродуктов до места потребления имеют место операции заполнения и опорожнения резервуаров товарных парков НПЗ, НПС и нефтебаз, а также неподвижного хранения нефтепродуктов, вследствие чего допускаются большие потери их от испарения. Что наносит экономический ущерб предприятиям и происходит существенное загрязнение атмосферного воздуха. Поэтому резервуары для хранения углеводородов оборудуют средствами сокращения потерь.

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки.

Для достижения поставленной цели, были определены следующие задачи:

1. Произведен анализ конкурентных технических решений;
2. Составлен SWOT-анализ;
3. Разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Поскольку средства сокращения потерь нефти от испарения при хранении в резервуарах имеют значение в промышленной области, то потребителями продукции будут являться все НПС, НПЗ и нефтебазы, имеющие резервуарные парки.

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					116	149
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

В качестве конкурентных разработок, а именно средств сокращения потерь нефти из резервуаров для хранения нефти типа РВС-20000 м<sup>3</sup>, выбраны понтоны, газоуровнительная система без газосборника и установка улавливания легких фракций (УУЛФ).

Оценочная карта для сравнения характеристик конкурентных технических решений (разработок) представлена в таблице 10, где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – слабая позиция, 5 – сильная. Б<sub>ф</sub> - УУЛФ; Б<sub>к1</sub> - газоуровнительная система без газосборника; Б<sub>к2</sub> - понтоны.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i, \quad (61)$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B<sub>i</sub> – вес показателя (в долях единицы);

B<sub>i</sub> – балл i-го показателя.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнительных характеристик конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,20	5	3	2	1	0,6	0,4
2. Простота использования	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
3. Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28	0,35
4. Надежность	0,10	5	4	4	0,5	0,4	0,4

## Окончание таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
5. Уровень шума	0,03	3	4	5	0,09	0,12	0,15
6. Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4	0,32
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44	0,55
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51	0,51
<b>Итого</b>	<b>1,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,30</b>	<b>3,64</b>	<b>3,54</b>

Коэффициент конкурентоспособности:

$$K_K = \frac{K_{\phi}}{K_{\text{ср}}} = \frac{4,30}{(3,64 + 3,54)/2} = 1,2. \quad (62)$$

Т.к.  $K_K > 1$ , следовательно, УУЛФ, является более конкурентоспособной в сравнении с применением газоуравнительной системы без газосборника или понтонов.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научно-исследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации, представлено в таблице В.1.

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых. Продукт реализации имеет определенные преимущества при выходе на рынок.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Прежде чем начать работу над проектом, необходимо провести планирование этапов работы, обозначив при этом занятость каждого из участников, а также привести сроки выполнения каждого этапа. Структура работ и распределение занятости исполнителей приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Структура работ и распределение занятости исполнителей

№ работы	Наименование работы	Исполнители работы
1	Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Инженер
2	Составление и утверждение темы	Научный руководитель Инженер
3	Составление календарного плана-графика работы	Научный руководитель Инженер
4	Проведение литературного обзора по теме	Инженер
5	Проведение исследования по теме	Инженер
6	Анализ полученных результатов	Инженер
7	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Научный руководитель Инженер
8	Выполнение других частей работы (финансовый менеджмент, социальная ответственность)	Инженер
9	Подведение итогов, оформление работы	Инженер

### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (63)$$

где:  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max\ i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (64)$$

где:  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы, раб. дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (65)$$

где:  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2020 году 366 календарных дней, 300 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 66} = 1,22, \quad (66)$$

где:  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Прежде чем строить график, занесем данные в таблицу 12.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120



Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		t <sub>min</sub>	t <sub>max</sub>	t <sub>ож</sub>	T <sub>p</sub>	T <sub>k</sub>
Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Инженер	2	3	2,4	2,4	3
Составление и утверждение темы	Научный руководитель	2	3	2,4	1,2	2
	Инженер	2	3	2,4	1,2	2
Составление календарного плана-графика работы	Научный руководитель	3	4	3,4	1,7	3
	Инженер	3	4	3,4	1,7	3
Проведение литературного обзора по теме	Инженер	22	32	26	26	32
Проведение исследования по теме	Инженер	30	40	34	34	42
Анализ полученных результатов	Инженер	5	7	5,8	5,8	8
Согласование выполненной работы с научным руководителем	Научный руководитель	2	3	2,4	1,2	2
	Инженер	2	3	2,4	1,2	2
Выполнение других частей работы (финансовый менеджмент, социальная ответственность)	Инженер	15	20	17	17	21
Подведение итогов, оформление работы	Инженер	7	10	8,2	8,2	10

На основе таблицы 12 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта (рисунок 17).

Наименование работы	Исполнители работы	T <sub>k</sub>	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Инженер	3	■											
Составление и утверждение темы	Научный руководитель	2	■											
	Инженер	2	■											
Составление календарного плана- графика работы	Научный руководитель	3	■											
	Инженер	3	■											
Проведение литературного обзора по теме	Инженер	32		■	■	■	■	■						
Проведение исследования по теме	Инженер	42					■	■	■	■	■			
Анализ полученных результатов	Инженер	8									■	■		
Согласование выполненной работы с научным	Научный руководитель	2									■			
	Инженер	2									■			
Выполнение других частей работы (финансовый менеджмент, социальная)	Инженер	21										■	■	■
Подведение итогов, оформление работы	Инженер	10											■	■

Рис. 17 – Диаграмма Ганта:

■ – Инженер; ■ – Научный руководитель

Анализируя данные диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения проекта составляет 123 дня.

#### 4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Амортизационные отчисления;
- Заработная плата исполнителей;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы.

### ***Расчет материальных затрат***

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Для исследований используется персональный компьютер с установленным программным обеспечением и канцелярские принадлежности. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах от 15% до 25% от общей цены материалов. Расчёт материальных затрат приведён в таблице 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	1	260,0	260,0
Картридж для принтера	1	1250,0	1250,0
Тетрадь общая, 48 л.	1	40,0	40,0
Шариковая ручка	3	35,0	105,0
Простой карандаш	2	28,0	56,0
Флэш-память	1	620,0	620,0
<b>Итого</b>			<b>2331,0</b>
<b>Итого с учётом ТЗР (20%)</b>			<b>2797,2</b>

### ***Расчет амортизационных отчислений***

Написание выпускной квалификационной работы занимает около 4 месяцев. Для выполнения работы используется персональный компьютер с первоначальной стоимостью 25000 рублей, срок полезного пользования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет. Рассчитаем амортизационные отчисления по следующим формулам:

– Норма амортизации оборудования:

$$A_n = \frac{1}{T} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%, \quad (67)$$

где: Т – срок полезного использования, лет; принимаем срок полезного пользования 3 года.

– Годовая амортизация оборудования:

$$A_r = 25000 \cdot 0,33 = 8250 \text{ руб.} \quad (68)$$

– Ежемесячная амортизация оборудования:

$$A_m = \frac{8250}{12} = 687,5 \text{ руб.} \quad (69)$$

– Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 687,5 \cdot 4 = 2750 \text{ руб.} \quad (70)$$

### ***Заработная плата исполнителей***

Данный подраздел включает основную и дополнительную заработную плату. Прежде чем начинать расчет, определимся с окладами исполнителей.

Оклад научного руководителя составляет 34100 руб., оклад инженера составляет 14650 руб. Исходя из среднего количества рабочих дней в месяце, равным 21, средняя заработная плата руководителя составила 1623,81 руб. в день, а для инженера 697,62 руб. в день.

*Основная заработная плата рассчитывается:*

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot Т_{\text{р}} \cdot (1 + К_{\text{пр}} + К_{\text{д}}) \cdot К_{\text{р}}, \quad (71)$$

где:  $З_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата, руб;

$Т_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни;

$К_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент (0,3);

$К_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

$К_{\text{р}}$  – районный коэффициент (для Томска 1,3);

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{дн}}$ , руб.	$К_{\text{пр}}$	$К_{\text{д}}$	$К_{\text{р}}$	$Т_{\text{р}}$ , раб. дни	$З_{\text{осн}}$ , руб.
Научный руководитель	1623,81	0,3	0,35	1,3	4,1	14280,60
Инженер	697,62	0,3	0,35	1,3	97,5	145898,50
<b>Итого</b>						<b>160179,10</b>

*Дополнительная заработная плата рассчитывается:*

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot З_{\text{осн}}. \quad (72)$$

*Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются:*

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}). \quad (73)$$

*Накладные расходы рассчитываются:*

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \quad (74)$$

Результаты расчётов по формулам (72), (73) и (74) приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет дополнительной заработной платы, отчислений во внебюджетные фонды и накладных расходов

Исполнители	З <sub>доп</sub> , руб.	З <sub>внеб</sub> , руб.	З <sub>накл</sub> , руб.
Научный руководитель	1713,67	4798,28	4214,36
Инженер	17507,82	49021,90	34876,07
<b>Итого</b>	<b>19221,49</b>	<b>53820,18</b>	<b>39091,06</b>

### *Расчёт общей себестоимости*

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат.

Таблица 16 – Суммарные расходы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	2797,20	1,01
Затраты на амортизацию	2750,00	0,99
Затраты на основную заработную плату	160179,10	57,64
Затраты на дополнительную заработную плату	19221,49	6,92
Отчисления во внебюджетные фонды	53820,18	19,37
Накладные расходы	39091,06	14,07
<b>Общий бюджет</b>	<b>277859,03</b>	<b>100</b>

В ходе подсчёта затрат на разработку проекта выявлено, что основная часть средств (64,56%) расходуется на заработную плату исполнителей.

### **4.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}i}} \quad (75)$$

где:  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Рассчитаем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научно-исследовательской работы.

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\text{финр}}^{\text{Исп.1}} = \frac{277859,03}{277859,03} = 1;$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{финр}}^{\text{Исп.2}} = \frac{258395,43}{277859,03} = 0,93;$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{финр}}^{\text{Исп.3}} = \frac{235248,84}{277859,03} = 0,85.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определили следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i b_i, \quad (76)$$

где:  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 17.

Таблица 17 - Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности исследования

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1 (УУЛФ)	Исп.2 (ГУС)	Исп.3 (понтон)
1. Количество уловленных легких фракций углеводородов	0,5	5	3	2
2. Надежность	0,2	5	4	4
3. Срок эксплуатации	0,2	5	3	3
4. Простота использования	0,1	4	4	3
<b>Итого</b>	<b>1,0</b>	<b>4,9</b>	<b>3,3</b>	<b>2,7</b>

Рассчитали интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\text{исп.1}} = \frac{4,9}{1} = 4,9;$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{исп.2}} = \frac{3,3}{0,93} = 3,5;$$

Для второго аналога:  $I_{исп.3} = \frac{2,7}{0,85} = 3,2$ .

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как:

$$\Theta = \frac{I}{I_{исп.i}} \quad (77)$$

В таблице 18 представлена сравнительная эффективность разрабатываемой системы с аналоговыми.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,93	0,85
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,3	2,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,9	3,5	3,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,71	0,65

На основании данных, представленных в таблице 18, можно сказать, что разрабатываемый вариант научно технического проекта, выгоднее двух аналогов.

### Выводы

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1) Проведён анализ конкурентных технических решений.

Рассмотрено применение трех технологий для сокращения потерь нефти: УУЛФ, газоуловнительной системы без газосборника и алюминиевых понтонов для РВС-2000. Анализ конкурентных технических решений показал, что УУЛФ является конкурентноспособным благодаря своим преимуществам: повышенной производительности, надежности, экологичности технологии.

2) SWOT-анализ.

Был проведён SWOT-анализ, который показывает сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности на рынке в целом и по

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

отношению к конкурирующим средствам сокращения потерь нефти при испарении, в частности.

По результатам анализа можно сделать выводы, что для данного проекта необходимо своевременно обновлять и усовершенствовать технологическое оборудование, при этом стараясь не увеличивать его стоимость.

### 3) Планирование выполнения работ по проекту.

Было произведено распределение обязанностей по выполнению проекта и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая продолжительность работ составила 123 дня. При этом инженер принимал участие в работе каждый день, а научный руководитель производил контроль работы и помогал при расчете наиболее ответственных разделов проекта.

### 4) Формирование бюджета затрат.

Также был сформирован бюджет затрат на разработку проекта, который составил 277859,03 руб.

Расчет показал, что трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки (64,56%) и составляют 179,4 тыс. руб. Минимальные затраты составляют материалы и амортизационные отчисления, в сумме около 5,5 тыс. руб.

Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата научного руководителя – 15994,27 руб., заработная плата инженера – 163406,32 руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30 % от оклада.

Накладные и прочие расходы составили в сумме около 93 тыс. руб. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128



## 5 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассматриваются технологические потери нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup>. Нефть и ее пары подвержены взрывам, пожарам и воспламенению при нарушении правил техники безопасности. Поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей является актуальным.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочей зоной является резервуар типа РВС-20000 м<sup>3</sup>, находящийся в РНУ «Парабель», Томская область. РНУ работает непрерывно, поэтому все работники работают вахтовым методом. Длительность рабочей вахты 15 дней, отдыхающей вахты – 15 дней. Продолжительность рабочего дня 12 часов (с 8.00 до 20.00 или с 20.00 до 8.00).

К заработной плате работников районов крайнего севера и приравненных к ним предусмотрены надбавки. Так районный коэффициент для работников в Парабельском районе Томской области составляет 1,5 [39][40]. Также в соответствии с трудовым законодательством работникам выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, которая устанавливается статьей 314 Трудового кодекса Российской Федерации и [41]. На предприятиях обеспечивается полная защита персональных данных работников в соответствии с действующим законодательством [41].

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.3-2Б61Т			

## 5.2 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы представлены в виде таблицы (таблица Г.1 (Приложение Г)) [42].

## 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов.

- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК для пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет  $10 \text{ мг/м}^3$ , а для паров нефти –  $300 \text{ мг/м}^3$  [53].

Нефть и ее пары оказывают токсическое и сенсibiliзирующее воздействие. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

- Отклонение показателей микроклимата

Для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера и приравненных к ним, используется понятие предельной жесткости погоды, значения которой

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

устанавливаются для каждого района решением местных региональных органов управления [45] .

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах минус 40÷45°С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около плюс 25°С [54].

В холодное время года рабочие обеспечиваются средствами индивидуальной защиты от низких температур: костюмом от пониженной температуры, рукавицами, спецобувью, утепленными головными уборами. Для удаления избыточного количества влаги используется вентиляционная система, в холодное время года вводится центральное отопление.

- Недостаточная освещенность рабочей зоны

Основные требования, которые предъявляются к освещению, заключаются в том, чтобы с его помощью можно было создать наиболее благоприятные условия для работы зрительного аппарата человека. Кроме того, оно должно удовлетворять вопросам экономичности, надежности и безопасности.

Наиболее благоприятные условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет. В утреннее и вечернее время в качестве системы освещения применяют комбинированное освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света. Оно применяется при работе в темное время суток, а также днем при недостаточном освещении.

Источником искусственного освещения служат мачты, расположенные по периметру объектов за пределами обвалования РП. На мачтах установлены прожектора с люминесцентными лампами, которые обеспечивают освещенность порядка 55 лк., что соответствует норме [46].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

- Превышение уровня шума

Основной источник создаваемого шума на производстве – работа технологического оборудования. Эти виды механического шума являются постоянными, его уровень не должен превышать 50 дБ [47].

Длительное пребывание в зоне с повышенным уровнем шума на производстве может привести к ухудшению работы слухового аппарата сотрудников, в результате чего у них могут развиваться различные хронические заболевания, такие как тугоухость.

В качестве СИЗ предусмотрены "Беруши" заглушающая способность которых составляет 6-8 дБ. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование [49].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [55].

- Электрический ток

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Все помещения делятся на: а) помещения с повышенной опасностью; б) особо опасные помещения; в) помещения без повышенной опасности.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры: а) заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов; б) снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год [50].

- Взрывоопасность и пожароопасность

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, труб и т.п., в основном во время операций по погрузке и разгрузке.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу того, что по своей природе нефтепродукты огнеопасны и горючи. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м<sup>3</sup> [53].

Машины и механизмы, используемые в резервуарном парке, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы, должны быть оборудованы искрогасителями.

#### **5.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт обслуживающего персонала с вредными веществами на производственной площадке, являются:

- полная герметизация всего технологического процесса подготовки нефти;

- возможность дистанционного управления технологическими процессами при наличии опасных и вредных производственных факторов.

Для предотвращения отравлений необходимо все стадии процесса проводить в условиях, исключающих контакт работающих с вредными веществами. Персоналу иметь средства индивидуальной защиты.

Для снижения уровня воздействий вибрации и шума на организм работников необходима рациональная организация труда, а именно сокращение времени пребывания в условиях повышенного уровня указанных вредных факторов.

Для безопасной эвакуации должно быть предусмотрено необходимое количество эвакуационных выходов и соответствующие средства коллективной защиты.

Все элементы инфраструктуры должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

(радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

### **5.5 Экологическая безопасность**

Основной причиной технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую среду при хранении в резервуарах является испаряемость легких фракций углеводородов.

При хранении жидкостей в резервуарах выбросы паров и газов в атмосферу происходит периодически в определенные промежутки времени, связанные с закачкой и откачкой жидкости и суточными колебаниями температуры окружающего воздуха. Когда резервуары соединены с атмосферой, то выбросы происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства через вентиляционные патрубки или дыхательные клапаны.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха является важным показателем негативного воздействия на окружающую среду.

При хранении нефти и нефтепродуктов должны соблюдаться гигиенические требования к охране атмосферного воздуха.

С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ предприятия проводят постоянный контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ) с использованием расчетных и инструментальных методик, допущенных к применению специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, а также применяют меры по уменьшению выбросов летучих органических соединений из стационарных источников.

С целью охраны окружающей среды от загрязнений сточными водами контроль за содержанием в них вредных веществ проводят по ГН 2.1.6.3492-17 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений [56] и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления [57].

Обезвреживание отходов, образующихся при очистке оборудования и тары, осуществляют в соответствии с порядком накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов в соответствии с ГН 2.1.5.1315-2003 «(ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» [58].

## 5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе эксплуатации промышленного оборудования могут возникнуть чрезвычайные ситуации в результате аварий, стихийных бедствий, пожаров. Поэтому необходимо знать какие меры нужно принимать для предотвращения таких ситуаций и как действовать в такой обстановке.

Безаварийную работу пожароопасных и взрывоопасных объектов можно обеспечить лишь при строгом соблюдении технологического регламента.

В случае стихийных бедствий, действуют как и в обстановке военного времени:

- эвакуируют людей;
- проводят спасательные и аварийно-восстановительные работы.

Наиболее вероятной ЧС на нефтяных предприятиях является пожар.

В случае возникновения пожара каждый сотрудник обязан:

- немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);
- поставить в известность руководство, диспетчера или ответственного дежурного по объекту о наличии возгорания или его признаков;
- по возможности принять меры для эвакуации людей;
- по возможности принять меры для тушения пожара.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136



До приезда пожарных следует попытаться ликвидировать очаг пожара с помощью первичных средств пожаротушения (песка, плотной негорючей ткани, огнетушителей и воды из пожарных кранов)

Самое главное – в любой ситуации сохранять спокойствие, действовать согласно утверждённому плану эвакуации и помнить о необходимости отключения электроэнергии, воды и газа, иначе это может привести к ещё большим разрушениям.

## 5.7 Выводы

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные чрезвычайные ситуации на объектах исследования.

Раздел имеет важное значение, так как резервуары и резервуарные парки являются опасными производственными объектами, на которых имеется большой ряд вредных факторов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

## Заключение

В ходе работы были выполнены следующие задачи:

- Проведен литературный обзор по видам и источникам потерь нефти и нефтепродуктов, методам определения технологических потерь, на основе которых был проведен расчет потерь нефти от испарения. Изучены методы сокращения потерь.

- Представлена характеристика резервуара вертикального стального объемом 20000 м<sup>3</sup> и его оснащение.

- Рассчитаны потери нефти в резервуаре типа РВС-20000 м<sup>3</sup> при изменении термобарических условий эксплуатации. Из расчетов видно что технологические потери нефти от испарения в июле намного превышают потери в январе. Также можно заметить что в зимний период потери нефти от «малых» дыханий практически отсутствуют. Такой разброс результатов обусловлен значительными различиями климатических условий эксплуатации.

- Определены оптимальные геометрические размеры резервуара, проведен предварительный выбор толщин поясов стенки резервуара. При проверке поясов на прочность, принятые значения толщин стенки удовлетворили условию прочности.

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					138	149
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Список используемой литературы

1. Попова З.А., Ржавский Е.Л., Романова Л.П. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов. М., изд-во «Недра», 1972, стр.88.
2. Лоповок С. С., Максименко А. Ф. Сравнительный анализ методик учета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах от испарения. – 2013. – с. 56.
3. Дополнение к РДС 82-202-96 Сборник типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве.
4. Сальников А.В. Потери нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие / А.В. Сальников. – Ухта : УГТУ, 2012. – 108 с.
5. Коршак А.А. и др. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, Е.М. Муфтахов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 416 с.
6. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М., «Недра», 1977, 366 с.
7. Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
8. Приказ Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. № 281 "Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении"
9. РД 153-39-019-97 «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации».
10. Шалай В.В. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС: монография / В.В. Шалай, Ю.П. Макушев. – Павлодар: Изд-во «Кереку», 2012. – 338 с.

					Влияние сезонности на изменение технологических потерь нефти при хранении в резервуаре типа РВС-20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Швенк С.П.			Список используемой литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.3-2Б61Т			

11. О.В. Молчанов, С.В. Старый, М.В. Новиков. Научный вестник МГТУ ГА. Метод определения технологических потерь нефтепродуктов при приеме в резервуары. 2012 г. Выпуск №183. с.88.
12. Шишмина Л.В. Расчет процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин: методические указания к выполнению практических работ по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» / Л.В. Шишмина, О.С. Носова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 65 с.
13. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. и др. – М., Недра, 1981, 248 с.
14. РМГ 116-2011 ГСИ. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации.
15. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
16. ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности.
17. Технические характеристики РВС-20000 м<sup>3</sup>; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gazovikoil.ru/rezervuary-rvs-20000-m3> (дата обращения 20.05.20 г.).
18. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 111 с.
19. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов н/Д. : Феникс, 2006. – 128 с. (Высшее образование).

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

20. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
21. Диск-отражатель (рисунок); [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftemash.com/product/do-100/> (дата обращения 21.05.20 г.).
22. Диск-отражатель; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://нефть-рус.рф/rezervuarnoe-oborudovanie/dyxatelnye-klapany/103.html> (дата обращения 21.05.20 г.).
23. Хлопушка с электроприводным механизмом управления; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studopedia.su/3\\_12055\\_oborudovanie-tovarnih-rezervuarov.html](https://studopedia.su/3_12055_oborudovanie-tovarnih-rezervuarov.html) (дата обращения 21.05.20 г.).
24. Захаров В.И., Лощинин А.Е., Рябухин В.И. и др. Оператор нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода Часть I: Учебное пособие. Тюмень: Тюменский учебный центра ОАО «Сибнефтепровод», 2005. – 161 с.
25. Устройство размыва донных отложений «Диоген»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/200/49257/> (дата обращения 23.05.20 г.).
26. Устройство размыва донных отложений «Диоген» (рисунок); [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vmasshtabe.ru/wp-content/uploads/2013/04/100583-vms-CHertezhdiogen-700.jpg> (дата обращения 23.05.20 г.).
27. СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуальная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменениями № 1, 2)
28. Люк-лаз; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.all.biz/lyuk-laz-ll-g8503604> (дата обращения 22.05.20 г.).
29. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб (с Поправками и Изменением N 1)
30. ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

31. Люк замерный; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
[https://promelectromash.ru/catalog/rezervuarnoe\\_oborudovanie/lyuki/lyuk\\_zamerniy\\_lz](https://promelectromash.ru/catalog/rezervuarnoe_oborudovanie/lyuki/lyuk_zamerniy_lz) (дата обращения 22.05.20 г.).
32. Люк световой; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<http://www.азснефтебаза.рф/rezervuarnoe-oborudovanie/lyuki/lyuk-svetovoi-ls.html> (дата обращения 22.05.20 г.).
33. Схема кольцевой и шахтной лестниц; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://m.studref.com/568278/tehnika/lestnitsy\\_ploschadki\\_ograzhdeniya](https://m.studref.com/568278/tehnika/lestnitsy_ploschadki_ograzhdeniya) (дата обращения 22.05.20 г.).
34. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках. - М.: ГУГПС-ВНИИПО-МИПБ, 1999.
35. СНиП II-23-81\* Стальные конструкции (с Изменениями, с Поправкой).
36. Металлические конструкции. В 3 т. Т.3. Специальные конструкции и сооружения: Учеб. для строит. вузов; Под ред. В. В. Горева. – 2-е изд., испр. –М.: Высш. шк., 2002. – 544 с.: ил.
37. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. – Издательство АСВ, 2005. – 216 с.
38. ВСП 34-01-03/МО РФ Руководство по расчету и конструированию металлических резервуаров и трубопроводов на складах горючего МО РФ.
39. Закон Томской Области от 14 мая 2005 года № 78-ОЗ О гарантиях и компенсациях для лиц, проживающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера (с изменениями на 11 декабря 2018 года).
40. Постановление Правительства РФ от 13 мая 1992 годы №309 О повышении районных коэффициентов в отдельных районах и городах Томской области.
41. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 24 апреля 2020 года).

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

42. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 24 с.
43. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
44. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
45. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
46. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
47. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
48. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
49. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
50. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
51. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
52. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
53. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
54. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.- 2004.-№ 11.-С.3-4.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

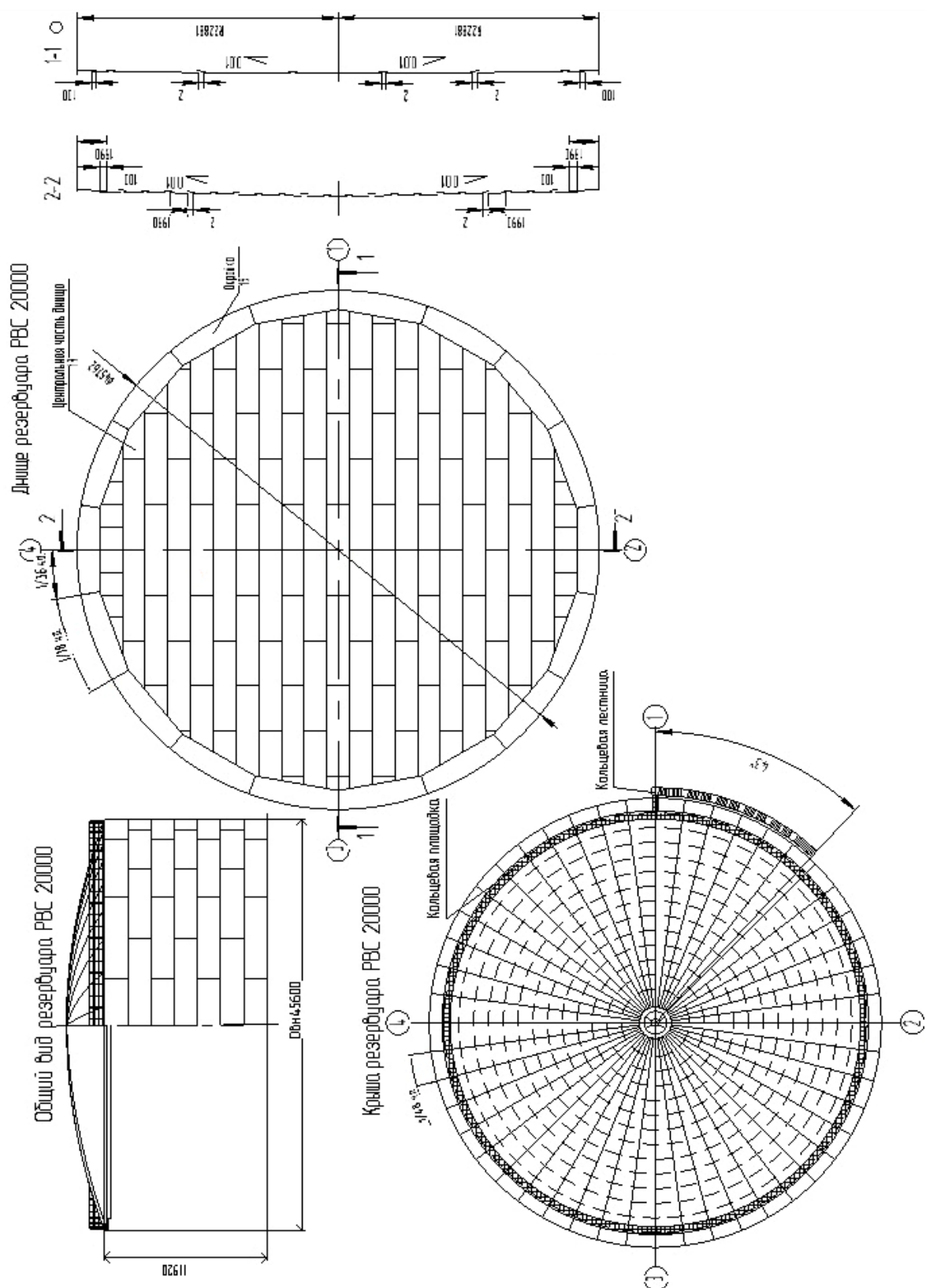
55. Шадрина Е.И., Урюпина О.А., Нор П.Е. Экономическая и экологическая эффективность применения средств сокращения потерь углеводов //Актуальные направления научных исследований XXI века: Теория и практика. – 2015. – с. 204-209.
56. ГН 2.1.6.3492-17 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений.
57. СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.
58. ГН 2.1.5.1315-2003 (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

					Список используемой литературы	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м<sup>3</sup>



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Термобарические условия эксплуатации, высоты взлива и откачки в январе

Дата	T <sub>min</sub> , К	T <sub>max</sub> , К	P <sub>a</sub> , Па	Состояние облачности	Высота откачки, м		Высота взлива, м	
					от	до	от	до
1	256	257	101858	Переменная	10	5	5	9
2	253	255	101992	Пасмурная	—		—	
3	249	251	102392	Переменная	9	4	—	
4	248	250	101858	Переменная	—		4	10
5	248	256	101458	Пасмурная	10	3	—	
6	258	262	102258	Пасмурная	—		—	
7	260	262	100392	Переменная	—		3	9
8	262	262	99592	Пасмурная	9	5	5	8
9	261	265	99058	Переменная	8	6	6	10
10	254	263	100258	Пасмурная	—		—	
1	2	3	4	5	6		7	
11	246	248	101458	Солнечная	10	7	—	
12	247	252	101058	Переменная	—		7	8
13	245	255	102392	Переменная	8	3	—	
14	257	263	101592	Переменная	—		3	6
15	261	265	100125	Переменная	—		6	9
16	262	265	100525	Пасмурная	9	4	—	
17	259	261	101458	Пасмурная	—		—	
18	257	264	101592	Пасмурная	—		4	7
19	263	266	100525	Переменная	—		7	10
20	262	269	100392	Пасмурная	—		—	
21	266	270	100392	Пасмурная	10	5	5	8
22	265	268	100925	Пасмурная	—		—	
23	263	263	101458	Пасмурная	8	3	3	7
24	261	263	101458	Пасмурная	—		7	10
25	256	265	101058	Пасмурная	10	6	—	
26	251	258	101458	Пасмурная	6	4	4	7
27	253	262	100258	Пасмурная	—		—	
28	248	251	102258	Пасмурная	—		7	10
29	249	254	102258	Пасмурная	—		—	
30	254	256	100925	Пасмурная	10	4	—	
31	241	254	100925	Пасмурная	4	3	3	8

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(продолжение)

Таблица Б.2 – Термобарические условия эксплуатации, высоты взлива и откачки в июле

Дата	T <sub>min</sub> , К	T <sub>max</sub> , К	P <sub>a</sub> , Па	Состояние облачности	Высота откачки, м		Высота взлива, м	
					от	до	от	до
1	284	292	100125	Пасмурная	10	5	5	9
2	287	300	99459	Переменная	—		—	
3	290	301	99459	Солнечная	9	4	—	
4	290	297	99459	Переменная	—		4	10
5	291	297	98925	Переменная	10	3	—	
6	289	298	99058	Переменная	—		—	
7	289	300	98525	Переменная	—		3	9
8	288	296	99459	Переменная	9	5	5	8
9	288	298	99058	Переменная	8	6	6	10
10	287	293	99192	Переменная	—		—	
11	285	295	100525	Солнечная	10	7	—	
12	287	297	100525	Солнечная	—		7	8
13	287	299	100258	Солнечная	8	3	—	
14	290	298	99992	Солнечная	—		3	6
15	287	296	99859	Солнечная	—		6	9
16	288	293	99192	Пасмурная	9	4	—	
17	288	293	99058	Переменная	—		—	
18	287	296	99058	Переменная	—		4	7
19	289	298	99192	Переменная	—		7	10
20	291	297	99459	Солнечная	—		—	
21	285	293	99459	Переменная	10	5	5	8
22	283	291	99058	Переменная	—		—	
23	285	293	98925	Переменная	8	3	3	7
24	286	295	98792	Переменная	—		7	10
25	286	295	99058	Переменная	10	6	—	
26	286	293	99058	Переменная	6	4	4	7
27	286	295	99058	Переменная	—		—	
28	287	297	99459	Солнечная	—		7	10
29	289	300	99459	Переменная	—		—	
30	290	301	98925	Солнечная	10	4	—	
31	290	298	99325	Солнечная	4	3	3	8

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Экологичность технологии; С3. Наличие квалифицированного персонала; С4. Уменьшения уровня пожарной опасности путем внедрения технологии на производство.	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели УУЛФ конкретного производства; Сл4. Более высокая стоимость производства технологии по сравнению с конкурирующими.
<b>Возможности:</b> В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Ужесточение экологических требований со стороны государства для НПС В3. Возможность полного сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров на НПС В4. Развитие нефтяной промышленности в целом	1. Все сильные стороны проекта могут в будущем вызвать появление дополнительного спроса на продукт. 2. Экологичность технологии оправдывает ее применения, так как экологические требования для НПС постоянно возрастают. 3. Проект позволяет сохранить ценнейшее сырье для дальнейших процессов нефтепереработки 4. Развитие нефтяной промышленности оправдывает применение технологии.	1. Отсутствие оборудования для проведения испытания может негативно влиять на появление дополнительного спроса на продукт. 2. Отсутствие прототипа научной разработки может вызвать сомнения в ее эффективности у потенциального покупателя.
<b>Угрозы:</b> У1. Отказ производств от внедрения предложенных технологий из-за высокой себестоимости У2. Развитие и усовершенствование конкурентных технологий для производств У3. Ограничение на импорт технологии У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин	Риск усовершенствования конкурирующих технологий и увеличения их показателей качества.	1. Отказ потенциального покупателя от предложенной технологии из-за ее высокой стоимости. 2. Постоянный рост инфляции, налогов, пошлин не позволяют в полной мере продемонстрировать эффективность технологии.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Возможные вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [43]. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [44].
2. Отклонение показателей микроклимата		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [44]. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [45].
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[46].
4. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [47]. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [48].
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [49].
6. Электрический ток		+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [50].
7. Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [51]. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [52].